

Bericht zum Forschungsprojekt

Simulative Kurzstudie zum Einsatz von Wasserstofftechnologie in Niedersachsen (SiKuWa)

Projektlaufzeit:

1. März 2020 bis 31. Juli 2020

Förderung durch:

Niedersächsisches Ministerium für Wissenschaft und Kultur

Bearbeitung und Autoren:

Florian Peterssen^{1,2}, Marlon Schlemminger³, Raphael Niepelt¹,
Richard Hanke-Rauschenbach² und Rolf Brendel^{1,3}

¹Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, 38160 Emmerthal

²Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover
Appelstraße 9, 30167 Hannover

³Institut für Festkörperphysik, Leibniz Universität Hannover
Appelstraße 2, 30167 Hannover

3. Fassung vom 30. Juni, 2021

Hinweise zur Versionsgeschichte:

1. Fassung Die Erstfassung des Abschlussberichtes ist vom 30.10.2020.
2. Fassung Die Zweitfassung vom 16.12.2020 enthält im hinzugefügten Kapitel 10.8 auf S. 91 ergänzende Tabellen. Diese Tabellen zeigen Simulationsergebnisse für ausgewählte Jahre und ersparen das ungenaue Ablesen von Werten aus Abbildungen. Zudem stellen sie zusätzliche Informationen über die CO₂-Vermeidungskosten und anderen Kosten bereit.
3. Fassung Die Drittfassung vom 30.6.2021 enthält auf Bitte nachträgliche des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz nun eine Doppelausweisung aller Grafiken für die beiden Fälle mit und ohne Solidaranteil der niedersächsischen Energieversorgung. Abbildungen zum Kraftwerkspark und zu den Energiebilanzen wurden in Kapitel 10.2. auf S. 73 ergänzt und ein Fehler in Gleichung (4-1) auf S. 17 korrigiert. Zudem wurden zwei Inkonsistenzen zwischen den in Tabellen und Grafiken ausgewiesenen Energiebedarfen bereinigt. Für die bessere Lesbarkeit wurde eine kapitelweise Nummerierung aller Abbildungen eingeführt. Die Simulationsergebnisse sind von diesen Korrekturen nicht betroffen.

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	5
2	Einführung.....	8
3	Modellannahmen für die Rahmendaten.....	10
3.1	CO ₂ -Emissionsäquivalente in Niedersachsen (EM)	10
3.2	Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung.....	13
3.3	Abschätzung des Bedarfs der Energieerzeugung in Niedersachsen nach dem Solidaritätsprinzip (SP)	14
4	Modellannahmen für die Leistungsquellen	17
4.1	Dachflächen-Photovoltaik (PVR).....	17
4.2	Freiflächen-Photovoltaik (PVL)	18
4.3	Solarthermie (ST)	18
4.4	Wind Onshore (WindOn).....	19
4.5	Wind Offshore (WindOff).....	21
4.6	Wasserkraft (DCGen)	22
4.7	Wasserstoff-Import (IG)	22
4.8	Kohle und Kernenergie (CoalE)	23
4.9	Biomasse.....	24
4.10	Gaskraftwerke für fossile Restdeckung von Strombedarf (CE)	24
4.11	Gasboiler für fossile Restdeckung von Niedertemperaturwärmebedarf (CT)	24
4.12	Dampfreformation für fossile Restdeckung eines H ₂ -Bedarfes (CG).....	24
4.13	Importiertes Erdgas (NG)	25
4.14	Importierte flüssige Kraftstoffe (FLF)	25
5	Modellannahmen für die Leistungswandler.....	26
5.1	Wandler Wärmepumpe (HP).....	26
5.2	Wandler Elektrolyse (H ₂ El).....	28
5.3	Wandler für Rückverstromung (H ₂ Tu)	29
6	Modellannahmen für die Energiespeichern.....	30
6.1	Wasserpumpspeicher (Pu)	30
6.2	Elektrochemische Li-Ionenbatterie (Li).....	30
6.3	Untergrund-Gasspeicher (H ₂).....	30
6.4	Thermischer Pufferspeicher (TB).....	34
7	Modellannahmen für verbrauchernahe Komponenten.....	35
7.1	Wasserstoff-Ofen für Niedertemperaturwärme (H ₂ Heat)	35
7.2	Erdgas für die Grundstoffindustrie (ChemNGConv)	35
7.3	Wasserstoff für die Grundstoffindustrie (ChemH ₂ Conv).....	35
7.4	Erdgas-Ofen für Prozesswärme (HTNGOven)	35

7.5	Elektro-Ofen für Prozesswärme (HTEOven)	36
7.6	Wasserstoff-Ofen für Prozesswärme (HTH2Oven)	36
7.7	Batterie-elektrischer Verkehr (VBEV).....	36
7.8	Brennstoffzellen-getriebener Verkehr (VBZ)	36
7.9	Verkehr mit fossilen flüssigen Brennstoffen (VFLV)	36
8	Modellannahmen für die Energie- und Grundstoffbedarfe	38
8.1	Elektrizität für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK)	38
8.2	Prozesswärme (PH).....	40
8.3	Niedertemperaturwärme für Heizung und Warmwasser (LT)	42
8.4	Chemische Grundstoffe und Treibstoffe für Schiffs- und Flugverkehr (CG).....	48
8.5	Verkehr auf Straße und Schiene (V)	49
8.6	Übersicht über die Nutzenergiebedarfe.....	54
9	Modellbildung (MB)	56
9.1	Energiebereitstellung	56
9.2	Betriebsführung	58
9.3	Variable Deckung des Nutzenergiebedarfs in verschiedenen Sektoren	62
9.4	Transformationsregeln	63
9.5	Emissionsfunktion.....	64
9.6	Kostenfunktion	64
9.7	Numerische Optimierung	67
9.8	Modellkritik und Weiterentwicklung	68
10	Szenarien Simulationen (SZ).....	70
10.1	Entwicklung des simulierten Szenarios	71
10.2	Energiebilanzen und Kraftwerkspark	73
10.3	Emissionen und Kosten.....	75
10.4	Erneuerbare Energien	78
10.5	Flexible Erzeugungsanlagen	81
10.6	Wasserstoffbereitstellung	83
10.7	Wasserstoffnutzung	87
10.8	Ergebnisübersicht	91
	Abbildungsverzeichnis.....	95
	Tabellenverzeichnis.....	99
	Abkürzungsverzeichnis.....	102
	Danksagungen	104
	Quellen.....	105

1 Zusammenfassung

Grüne chemische Energieträger, die mit erneuerbar erzeugtem Strom hergestellt werden, sind ein wichtiger zukünftiger Baustein der Energiewende. Sie werden vor allem für Prozesse und Verbraucher, die nur schwer durch Strom defossiliert werden können, und für die Speicherung von Energie zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch benötigt.

Wir untersuchen mittels Modellrechnungen, die mit dem für diesen Zweck entwickelten Programm ReLoS (Renewable Lower Saxony) durchgeführt wurden, welche Mengen an Wasserstoff im niedersächsischen Energiesystem zukünftig eingesetzt werden könnten, wie sich dabei die Wasserstoffbereitstellung zwischen Import und inländischer Erzeugung aufteilt und in welchen Bereichen der Einsatz von Wasserstoff aus Energiesystemensicht sinnvoll ist. Wir führen eine techno-ökonomische Optimierung des gesamten niedersächsischen Energiesystems durch, welche eine Deckung der Bedarfe aller Sektoren unter Einhaltung der politisch vorgegebenen CO₂-Minderungsziele sicherstellt. Dabei werden vermutete Akzeptanzgrenzen für den Ausbau der erneuerbaren Energien berücksichtigt. Die Abgabe von erneuerbarer Energie und Wasserstoff an andere Bundesländer wird vom Modell erlaubt und ist durch eine Näherung berücksichtigt. Das Modell rechnet die niedersächsische Energiewende mit stündlicher Zeitauflösung von 2018 bis 2050 und mit niedersächsischem Wetter. Eventuelle Engpässe und Mehrbedarfe, die durch den Energietransport entstehen, bleiben bis auf die Stromtransportverluste unberücksichtigt.

Ein wichtiger Unsicherheitsfaktor bei der Optimierung ist die Unkenntnis des zukünftigen Importpreises für grünen Wasserstoff. Zum einen gibt es in der Literatur stark divergierende Annahmen und zum anderen zeigte sich in unseren Simulationen ein starker Einfluss des Importpreises auf den Gang einer techno-ökonomisch optimierten Energiewende. Ausgehend von einem Importpreis in Höhe von 5 €/kg in 2018 wurden daher drei Szenarien betrachtet, in denen der Importpreis für grünen Wasserstoff bis 2050 auf 50% sinkt (Szenario IG50), nur auf 75% sinkt (Szenario IG75) und konstant bei 5 €/kg bleibt (Szenario IG100).

Der Preis für den importierten Wasserstoff ist bei weitem nicht die einzige unsichere Annahme in unserem Modell. Szenarien sind deshalb keine Vorhersagen der Zukunft. Die Szenarien in diesem Bericht beschreiben Energiesystem-Transformationen, die im Rahmen getroffener Annahmen und unter Berücksichtigung einer im Programm hinterlegten Kostenfunktion kostenoptimal sind. Sämtliche Annahmen zu Kosten und weiteren Randbedingungen werden im Bericht daher erläutert.

In allen drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 zeigt sich eine hohe Bedeutung von Wasserstoff für das niedersächsische Energiesystem. Bereits im Jahr 2022 werden 7,4 TWh Wasserstoff eingesetzt und bis 2050 steigt dieser Wert auf 144 TWh. Die Importmenge im Jahr 2050 variiert zwischen 99 und 130 TWh, wobei mehr Wasserstoff importiert wird, wenn er günstiger ist. Die Menge an inländisch erzeugtem Wasserstoff im Jahr 2050 liegt in den drei Szenarien zwischen 24 und 40 TWh.

Bereits im aktuellen Jahrzehnt ist es sinnvoll, einen großen Teil aus niedersächsischer Erzeugung mittels Elektrolyse bereitzustellen. Bis zum Jahr 2030 ist es nötig, dafür 8,5 GW Elektrolyseleistung (Ausgangsleistung) zu installieren. Im Falle hoher und mittlerer Kosten für den Wasserstoffimport werden danach nochmals 10 GW bis 2050 hinzugebaut. Nur bei niedrigen Importkosten verbleibt die Elektrolyseleistung langfristig auf dem Niveau von 2030.

Der Speicherbedarf beträgt abhängig vom Importpreis des grünen Wasserstoffs 1 bis 5 TWh für einen als voll flexibel angenommenen Import und liegt bei 16 bis 21 TWh für einen statisch angenommenen Import. Solche Speicherkapazitäten sind in Niedersachsen vorhanden.

Trotz der steigenden Elektrolyseleistung wird in allen Szenarien die Bereitstellung am Ende der Energiewende durch den Import von grünem Wasserstoff dominiert. Er macht im Jahr 2050 einen Anteil von 72% bis 84% aus. Damit hat der Wasserstoffimport auch einen sehr großen Einfluss auf die Gesamtsystemkosten, von denen er in 2050 46% bis 50% ausmacht.

Zum Einsatz kommt der Wasserstoff im Jahr 2050 überwiegend in der Grundstoffindustrie (als Ersatz für fossile Rohstoffe) und in der Rückverstromung gespeicherten Wasserstoffs (zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung durch Wind und Sonne).

Zur Deckung des Grundstoffbedarfs nimmt das Modell Wasserstoff als einzige emissionsfreie Option an. Dementsprechend liegt der Anteil am Ende des Transformationspfades in unserem Modell zwangsläufig bei 100%. Dieser Bereich wird vom Optimierer jedoch als letzter Anwendungsbereich defossilisiert, da sich hier die größten Mehrkosten ergeben. Es entsteht ein Bedarf von 53 TWh.

Ein erheblicher Anteil des Wasserstoffs wird zur Rückverstromung eingesetzt. Die Menge liegt im Jahr 2050 bei 33 bis 37 TWh, wobei mehr Wasserstoff rückverstromt wird, je günstiger der Importpreis ist. Die benötigte Kraftwerksleistung liegt in allen Szenarien bei ca. 25 GW.

Im Jahr 2050 werden 15% des Verkehrsaufkommens durch Brennstoffzellenfahrzeuge gedeckt. Dies führt zu einem Wasserstoffbedarf von 7 TWh. Die übrigen 85% werden durch batterieelektrische Fahrzeuge bedient. Dabei wurde angenommen, dass 15% des Verkehrsbedarfs aufgrund hoher Reichweiten oder Nutzlasten nicht durch batterieelektrische Fahrzeuge gedeckt werden können.

Die Deckung des Bedarfs an Prozesswärme durch Wasserstoff ist abhängig vom Importpreis. Bei einem geringen Preis werden in 2050 35% des Bedarfs durch Wasserstoff gedeckt, bei einem hohen Preis nur 10%. Dies entspricht einem Bedarf von 3,5 bis 13 TWh.

Zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser wird in einem techno-ökonomisch optimierten Energiesystem kein Wasserstoff verwendet. Hier dominiert aufgrund der hohen Jahresarbeitszahl die Wärmepumpe, die in Niedersachsen am Ende der Energiewende auf 30 GW ausgebaut wird.

Die Szenariensimulationen zeigen, dass die in der Kostenoptimierung bevorzugte Energiequelle die Onshore-Windenergie ist. In allen Szenarien wird sie bis zum erlaubten Maximalwert von 30 GW in 2050 ausgebaut.

Die angenommenen Akzeptanzgrenzen für den Ausbau der Onshore-Windenergie von 30 GW erfordern einen hohen Anteil der Photovoltaik an der niedersächsischen Energieerzeugung. Bei hohen und mittleren Importpreisen erreicht die Dachflächen-Photovoltaik am Ende der Energiewende eine installierte Leistung von 60 GW. Dieser Wert entspricht der oberen Grenze, welche das Modell aufgrund der derzeit zur Verfügung stehenden geeigneten Dachflächen setzt. Bei einem niedrigen Importpreis (IG50) reichen dagegen 20 GW Photovoltaik auf niedersächsischen Dächern.

Bei hohen und mittleren Importpreisen wäre also ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien in Niedersachsen als auf 30 GW Wind Onshore und 60 GW PV auf Dächern sinnvoll.

2 Einführung

Der Klimawandel erfordert eine Transformation auch des niedersächsischen Energiesystems. Der Energieträger Wasserstoff kann bei dieser Transformation wichtige Funktionen spielen. Dazu gehören seine Erzeugung aus erneuerbarem Strom, seine Nutzung in der chemischen Industrie und sein möglicher Einsatz sowohl in der Mobilität als auch im Wärmesektor sowie in der Stromerzeugung.

Eine für das Energiesystem besonders wichtige Eigenschaft des Wasserstoffs ist seine Speicherbarkeit, die für den Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zwingend benötigt wird.

Heute ist die Nutzung von Wasserstoff in Mengen, die im Vergleich zum Gesamtenergieumsatz des Systems groß sind, nicht erprobt. Es besteht also Unklarheit darüber, wann wieviel Wasserstoff in welchen Sektoren benötigt wird und wie dieser bereitgestellt werden soll.

Die Wandlung von primärer Energie zum Energieträger Wasserstoff und dessen Einsatz in diversen Sektoren geht jeweils mit Wandlungsverlusten einher. Daher muss die Wasserstoffnutzung immer im wirtschaftlichen Wettbewerb mit anderen konkurrierenden Optionen gesehen werden, die dem Energiesystem ähnliche Funktionalitäten bereitstellen können.

Aufgabenstellung

Es stellt sich also die Frage, welche Wasserstoffquellen und welche Wasserstoffnutzungsarten in Niedersachsen angesichts des Wettbewerbs verschiedener Technologien und angesichts politischer Vorgaben für die CO₂-Emissionseinsparungen in einem zukünftig immer stärker erneuerbaren Energiesystem in den verschiedenen Sektoren ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll sind.

Dafür muss auch die Frage beantwortet werden, welche Mengen an Energieerzeugern, Energiewandlern, Energiespeichern und Energieimporten wann in Niedersachsen benötigt werden.

Der Beantwortung dieser Frage nähert sich das Projekt SiKuWa auf der Grundlage von Systemsimulationen des niedersächsischen Energiesystems.

Nun kann man Niedersachsen nicht als „energetische Insel“ ansehen. Daher ist wenigstens der Energieaustausch mit anderen Bundesländern zu berücksichtigen.

Dies konnte wegen der kurzen Projektlaufzeit von 5 Monaten und des beschränkten Projektvolumens von 30 k€ nur durch eine Näherung geschehen, die in Kapitel 3.3 auf S. 14 beschrieben ist. Auf diese Weise sollen kosteneffizient quantitative Abschätzungen für den Verantwortungsbereich der Niedersächsischen Politik erzielt werden.

Es sollten verschiedene Szenarien gerechnet und die sich ergebenden Unterschiede mit Ministeriumsvertretern diskutiert und reflektiert werden.

Die aus diesem Austausch der Forscher mit fachkundigen Mitarbeiter*innen des niedersächsischen Umweltministeriums entstandenen Szenarien sollten in einem Abschlussbericht kommuniziert werden.

Energiewende in Niedersachsen

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer nachhaltigen Versorgung mit Erneuerbarer Energie ist ein unverzichtbarer Baustein für den Klimaschutz. Niedersachsen hat sich mit dem „Leitbild einer nachhaltigen Energie- und Klimaschutzpolitik für Niedersachsen“ aus dem Jahr 2016 zu den im Pariser Abkommen vereinbarten Zielen bekannt [NDS 2016]. Im Oktober 2019 hat sich die niedersächsische Landesregierung auf einen Entwurf zum „Niedersächsischen Klimagesetz“ verständigt, mit dem Klimaschutz in der Verfassung des Bundeslandes verankert wird [NDS 2019]. Auch das Ziel des vollständigen Umstiegs auf Erneuerbare Energien wird mit dem Niedersächsischen Klimagesetz in den Rang eines Gesetzes erhoben.

Die niedersächsischen, bundesdeutschen und europäischen Zielsetzungen für die Treibhausgas-Minderung erfordern zwangsläufig einen starken Ausbau der Erneuerbaren Energien. Als Flächenland verfügt Niedersachsen über im Vergleich zu anderen Bundesländern große Flächenpotentiale. Die Erschließung dieser Potentiale für die Erzeugung von Wind- und Solarenergie bietet Chancen für zusätzliche Wertschöpfung in Niedersachsen.

In einem Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energieträger werden zudem neue Speicher- und Flexibilitätsoptionen benötigt. Es ist möglich und wahrscheinlich, dass Wasserstoff als zentrales Element der Sektorkopplung dabei eine zentrale Rolle spielen wird. Für die niedersächsischen Regionen bietet die Wasserstofftechnologie zusätzliche Chancen zur wirtschaftlichen Entwicklung. Insbesondere die Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund stellt fast ein niedersächsisches Alleinstellungsmerkmal dar. Um die Chancen, die sich aus einem Wasserstoff-Rollout für Niedersachsen ergeben, auch nutzen zu können, müssen die passende Rahmenbedingungen geschaffen werden. Mit der Norddeutschen Wasserstoffstrategie haben die Nord-Bundesländer einen ersten Schritt in diese Richtung unternommen und sich darin auf erste Schritte zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft verständigt [NWS 2019].

Wir meinen, dass diese Verengung der Europäischen Energiewende auf Niedersachsen hilfreich sein kann, um aufzuzeigen, welche großen Veränderungen in Niedersachsen auf uns zu kommen.

Die Autoren hoffen, dass die hier vorgelegte Kurzstudie trotz aller Beschränktheit, die Modellrechnungen haben, einen kleinen Beitrag leisten möge, die Weichen in eine gute Zukunft für die heimische Energieversorgung, für die heimische Wirtschaft und für unsere Bevölkerung zu stellen.

3 Modellannahmen für die Rahmendaten

Wir simulieren die Energiewende für Niedersachsen und schließen uns in den allermeisten Fällen den aufwändig recherchierten Modellannahmen des Gutachtens „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ [RT 2016] an, die gut nachvollziehbar dokumentiert sind. Abweichungen davon werden nachstehend erwähnt.

3.1 CO₂-Emissionsäquivalente in Niedersachsen (EM)

In dieser Arbeit teilen wir die Emissionsäquivalente in Emissionen des Energiesystems und nicht-energetische Emissionen ein.

Emissionen des Energiesystems

Die Emissionen des Energiesystems werden komponentenweise berücksichtigt. Die spezifischen Emissionen der einzelnen Komponenten sind in den Abschnitten zu den jeweiligen Komponenten beschrieben. Die Emissionen des Energiesystems beinhalten auch die Emissionen für die petrochemischen kohlenstoffhaltigen Grundstoffe. Zu diesen zählen wir auch die Treibstoffe für die Schifffahrt und den Flugverkehr.

Wir weisen darauf hin, dass unser Modell derzeit die indirekten Emissionen, welche bei der Herstellung der verwendeten Komponenten des Energiesystems anfallen, nicht berücksichtigt. Dies zukünftig zu tun ist gerade in Bezug auf die fortschreitende Transformation des Systems wichtig, weil bei der Herstellung von neuen Komponenten wie z.B. Batterien für den Einsatz in Elektrofahrzeugen erhebliche Emissionen verzeichnet werden können. Dies gilt insbesondere dann, wenn zur Produktion dieser Komponenten fossile Energieträger zum Einsatz kommen. Die fortschreitende Energiewende in den Produktionsländern und Effizienzsteigerungen bei der Fertigung der Komponenten werden diese indirekten Emissionen zukünftig absenken.

Nichtenergetische Emissionen

Zu den relevanten nicht-energetischen Treibhausgasemissionen zählen nicht vermeidbare stoffliche Emissionen der Industrie (z.B. bei der Herstellung von Stahl und Zement).

Dazu zählen auch Emissionen, die sich aus dem Einsatz von petrochemischen Grundstoffen der Industrie ergeben (z.B. bei der Nutzung von Koks als Reduktionsmittel für Stahl oder der Einsatz von Lösemitteln mit Treibhausgaswirkung oder von Halogeniden).

Weitere Beiträge zu den nichtenergetischen Emissionen leisten die Abfallwirtschaft und die Landwirtschaft (z.B. die Bildung von Lachgas als Folge der Bodendüngung oder die Bildung von Methan in der Viehhaltung oder bei der Vergärung von Reststoffen).

Die im Modell berücksichtigten nicht-energetischen Emissionen sind in Tabelle 3-1 dargestellt. Die Emissionen wurden durch einen regionalen Ansatz ermittelt, d.h. es wurden an dieser Stelle keine bundesdeutschen Durchschnittswerte auf die niedersächsische Bevölkerungszahl heruntergerechnet, sondern analog zu [RT 2016] wurde die niedersächsische Wirtschaftsstruktur (z.B. viel Agrar- und Stahlindustrie, weniger Chemieindustrie) berücksichtigt.

Tabelle 3-1: Nichtenergetische Emissionen in Niedersachsen. Korrigierter regionaler Ansatz nach [RT 2016, Anhang C].

	1990	2012	2019	2050
Industrie (prozessbedingt)	2,7 Mt	2,5 Mt		1,2 Mt
Lösemittel	0,5 Mt	0,2 Mt		0,1 Mt
Landwirtschaft (CH ₄ und N ₂ O)	16,0 Mt	15,1 Mt		11,0 Mt
Abfall/Abwasser (CH ₄ und N ₂ O)	4,8 Mt	1,6 Mt		0,3 Mt
Summe nichtenergetische Emissionen	24,0 Mt	19,4 Mt	17,90 Mt*	12,6 Mt
Anteil nichtenergetische Emissionen an Gesamtemissionen 1990*	23,7 %	19,2 %	18,0 %*	12,5 %

* Linear interpoliert zwischen 2012 und 2050 für Gesamtemissionen von 101,1 Mt im Jahr 1990.

Referenzwert der Emissionen im Jahr 1990

Der Referenzwert für die energetischen Emissionen im Jahr 1990 beträgt 77,1 Mt und ist der umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR) des Landes entnommen [LSN 2017]. Die nichtenergetischen Emissionen sind in [RT 2016, Anhang C] aufgeschlüsselt und beruhen zu einem großen Teil ebenfalls auf den UGR-Daten. Die dort angegebenen Werte passen allerdings nicht zu den vom Länderarbeitskreis Energiebilanzen für Niedersachsen ermittelten Werten [LAK 2020], die deutlich darunter liegen. Ein Vergleich der Methodiken aus [RT 2016] und [LAK 2020] zeigt, dass zumindest ein Teil dieser Diskrepanzen aus einer unterschiedlichen Zuordnung von Emissionen zum energetischen oder nichtenergetischen Einsatz in UGR und Energiebilanzen stammt. Wir verwenden daher einen eigenen Ansatz, der auf [RT 2016, Anhang C] aufbaut und für die prozessbedingten Emissionen aus den Bereichen mineralische Produkte und chemische Industrie sowie für den Bereich Herstellung von Stahl jedoch die Daten aus [LAK 2020] verwendet. Emissionen aus den Bereichen Landwirtschaft, Abfall, Lösemittel und dem Einsatz von Halogeniden werden aus [RT 2016, Anhang C] übernommen.

Für die gesamten CO₂-Emissionsäquivalente Niedersachsens im Jahr 1990 ergibt sich damit der Wert 101,1 Mt.

Emissionen im Jahr 2012

Das Runder-Tisch-Gutachten stellt für 2012 eine Emission von 81,4% bezogen auf den Referenzwert von 109 Mt für 1990 fest [RT 2016, Anhang C]. Berücksichtigen wir unsere Korrektur des Referenzwertes auf 101,1 Mt, so ergibt sich nach [RT 2016] ein Restemission von 87,76% = 81,4% x 109 Mt / 101,1 Mt.

Emissionen im Jahr 2019

Für die energetischen Emissionen Niedersachsen gibt der Energiewendebericht Niedersachsen 2019 [EWNds 2020] einen Wert von 61,4 Mt an. Das entspricht 70,73 % und ergibt zusammen mit den in Tabelle 3-1 aufgeführten 17,90 Mt für nichtenergetische Emissionen niedersächsische Emissionen von 78,69% in 2019.

Zielwert für 2030

Das Niedersächsische Ministerium für Umwelt Energie und Klimaschutz bat das Projektteam für 2030 eine Restemission von 45% als Zielwert zu verwenden [M. Capota, Nds. MU, private Mitteilung Mai 2020].

Zielwert für 2050

Als Zielwert für 2050 verwenden wir analog zu [RT 2016] eine Reduktion der energetischen Emissionen um 100% und der Gesamtemissionen um 87,5% gegenüber der 1990er-Referenz. Aufgrund der Verwendung des korrigierten Ansatzes für prozessbedingte nichtenergetische Emissionen aus der Industrie hat die Landwirtschaft ein gegenüber [RT 2016] leicht erhöhtes Restemissionsbudget zu Verfügung: statt 35% Reduktionsminderung zwischen 2012 und 2050 [RT 2016] werden hier 27% angesetzt. Weitere Reduktionen, die über eine Minderung der Gesamtemissionen von 87,5% hinausgehen, sind nur über Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft zu erreichen oder über einen CO₂-Entzug aus der Atmosphäre.

Tabelle 3-2: Übersicht über die in der Simulation angenommenen Emissionen in Niedersachsen.

Quelle	1990 [RT 2016, LAK 2020]	2012 [RT 2016]	2019 [EWNds 2020]	2030 [MU 2020]	2050 [RT 2016] & diese Arbeit
Nichtenergetische Emissionen	24,0 Mt	19,4 Mt	18,2 Mt		12,6 Mt
Energetische Emissionen	77,1 Mt	69,3 Mt	61,4 Mt		0 Mt
Summe	101,1 Mt	88,7 Mt	79,6 Mt	45,5 Mt	12,6 Mt
Anteil nichtenergetische Emissionen an Gesamtemissionen 1990	23,7%	19,2%	17,96%		12,5%
Anteil energetischer Emissionen an Gesamtemissionen 1990	76,3%	68,5%	60,73%		0 %
Anteil Emissionen an Gesamtemissionen 1990	100,0%	87,76%	78,69%	45%	12,5%

Entwicklung der CO₂-Emissionen

Aus dem Vorstehenden ergibt sich der in Abbildung 3-1 dargestellte Verlauf der Reduktion der Gesamtemissionen (in rot) und der Emissionen aus dem nicht-energetischen Bereich (in grün).

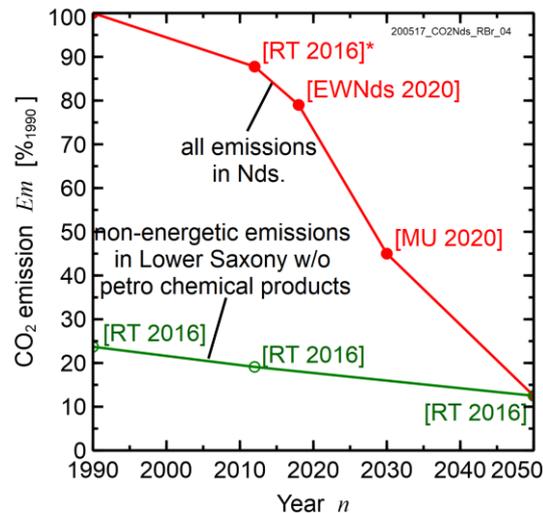


Abbildung 3-1: Rote Linie: Prozentuale Emissions-Obergrenzen für Niedersachsen bezogen auf die Emissionen in 1990. Die Werte für 2016 folgen [RT 2016], der Wert für 2030 folgt der Empfehlung des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt [MU 2020]. Grüne Linie: Nicht energetische Emissionen können voraussichtlich nicht vollständig vermieden werden. Der Zielwert für 2050 folgt [RT 2016].

3.2 Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung

Der Energieverbrauch ist in erster Näherung als proportional zur Bevölkerung anzunehmen. Deshalb ist für die Entwicklung der Bevölkerungszahlen für die Energiesystemanalyse von Bedeutung.

Das Statistische Bundesamt entwickelt jährlich Schätzungen zur Bevölkerungsentwicklung in Deutschland und den einzelnen Bundesländern und hat dazu 21 verschiedene Varianten veröffentlicht. Die Varianten unterscheiden sich durch unterschiedliche Entwicklungen der Einflussfaktoren Geburtenhäufigkeit, Lebenserwartung und Zuwanderung. In unseren Berechnungen gehen wir von einer Entwicklung nach Variante 2 aus, welche moderate Entwicklungen für alle Einflussfaktoren vorsieht. Daraus ergibt sich für Deutschland ein Rückgang von 82,90 Mio. Einwohnern in 2018 auf 80,20 Mio Einwohner in 2050, was einem Bevölkerungsrückgang von $-0,1035\%/a$ entspricht [DESTA 2019a, S. 22].

Wir nehmen die gleiche Entwicklung auch für Niedersachsen an. Das Runder-Tisch-Gutachten ging hingegen von einem Bevölkerungsrückgang in Deutschland von $-0,3158\%/a$ aus [RT 2016]. Bis 2050 ergab sich so einen Rückgang um -12% im Vergleich zu 2012 [RT 2016, Anhang D, S. 36, Absatz 45]. Diese Annahme wirkte stark entlastend auf das Energiesystem und ist mit den heute bekannten Zahlen nicht mehr vereinbar.

Die Niedersachsen machen mit 7,98 Mio. Einwohnern [DESTA 2019b, S. 10] derzeit $f_{B,Nds} = 9,641\%$ der deutschen Bevölkerung von 82,79 Mio Einwohnern aus [DESTA 2019a, S. 22]. Wir gehen davon aus, dass für die Bevölkerungsentwicklung in Niedersachsen die gleiche Rate wie für ganz Deutschland gilt und $f_{B,Nds}$ konstant bleibt.

Das Runde-Tisch-Gutachten nahm eine Steigerung des pro-Kopf-Bruttoinlandsproduktes um $4\%/a$ bis 2050 [RT 2016, Anhang D, S. 13, Absatz 7] an. Da wir die Energiebedarfszahlen für Niedersachsen bis auf skalierende Anpassungen aus [RT 2016] übernehmen, gilt dieses Wirtschaftswachstum auch für die hier präsentierten Simulationen.

3.3 Abschätzung des Bedarfs der Energieerzeugung in Niedersachsen nach dem Solidaritätsprinzip (SP)

Im Jahr 2018 liegt der Energieverbrauch Niedersachsens bei 10,66% des gesamtdeutschen Energieverbrauchs. Für das Jahr 2050 wird unter der Annahme, dass der Energieverbrauch proportional zur Bevölkerung ist, Niedersachsen ein Anteil von 9,641% des gesamtdeutschen Energieverbrauchs zugerechnet.

Die isolierte Simulation des Energiesystems eines Bundeslandes birgt jedoch ernste Limitierungen, weil das Energiesystem eines Landes eng in das deutsche Energiesystem eingebunden ist und dieses wiederum in das europäische Energiesystem. Die Wechselwirkungen über die Systemgrenzen hinweg müssen wenigstens grob berücksichtigt werden.

Eine wichtige Grundannahme des Runder-Tisch-Gutachtens [RT 2016] war es deshalb, die Berechnung der zukünftig erforderlichen Energieerzeugung in Niedersachsen auf der Basis des Flächenanteils Niedersachsens an Deutschland vorzunehmen. Der Hintergrund dieses sogenannten „Solidaritätsprinzips“ ist, dass die erneuerbaren Energien viel Fläche brauchen und flächenreiche Regionen die flächenärmeren Regionen (z.B. Stadtstaaten wie Hamburg) im Jahr 2050 mitversorgen müssen.

Auch in dieser Arbeit wenden wir das Solidaritätsprinzip konsequent an. Die Nichtanwendung des Solidaritätsprinzips kann der politischen Argumentation dienen, sie erlaubt aber keinen Blick auf das nötige zukünftige niedersächsische Energiesystem „in Deutschland“.

Energiebedarfe nach dem Solidaritätsprinzip

Mit dem Solidaritätsfaktor sf wird ausgedrückt, welchen Energieverbrauch Niedersachsen im Verhältnis zu seinem eigenen Verbrauch zusätzlich bedient. Abbildung 3-2 illustriert die Fläche Niedersachsens, welche $f_{A,Nds} = 13,33\%$ der Fläche der Bundesrepublik ausmacht. Wir gehen daher davon aus, dass Niedersachsen im Jahr 2050 13,33% des Energiebedarfes Deutschlands zu decken hat. Weil wir ferner annehmen, dass der zukünftige Anteil Niedersachsens am deutschen Energieverbrauch proportional zum zeitlich konstanten Bevölkerungsanteil Niedersachsens $f_{A,Nds}$ an der deutschen Bevölkerung ist, ergibt sich der Solidaritätsfaktor im Jahr 2050 zu

$$sf_{2050} = \frac{f_{A,Nds}}{f_{B,Nds}} = 1,382. \quad (3-1)$$



Abbildung 3-2: Die Fläche Niedersachsens macht 13,3% der bundesdeutschen Fläche aus. Wir nehmen an, dass die Energieversorgung Deutschlands gemäß dem Flächenanteil auf die verschiedenen Regionen zu verteilen ist.

Der Solidaritätsfaktor im Jahr 2018 ist nicht bekannt. Hierfür müssten wir den Endenergiebedarf Niedersachsens kennen, der aus niedersächsischer Energieerzeugung bedient wird und diesen in das Verhältnis zum Eigenbedarf setzen. Wird jedoch der gesamtdeutsche Bedarf in 2018 multipliziert mit $f_{E,Nds}$ mit den bestehenden Komponenten des niedersächsischen Energiesystems gedeckt, ergeben sich die resultierenden Emissionen als fast identisch zu den Emissionen nach Tabelle 3-3 und [EWNds 2020]. Wir gehen daher davon aus, dass Niedersachsen im Jahr 2018 nur diesen Anteil versorgt und setzen $s_{f_{2018}} = 1$. Der zwischen 2018 und 2050 zur Anwendung kommende Solidaritätsfaktor wird linear interpoliert.

Die Tabelle 3-3 fasst die Flächen- und Bevölkerungsanteile Niedersachsens zusammen. Das Produkt aus niedersächsischem Anteil am Bundesverbrauch und dem Solidaritätsfaktor wird als solidarischer Verbrauchsanteil bezeichnet. Dieser Wert wird in den Simulationen vom niedersächsischen Energiesystem gedeckt.

In den Tabellen zum Verbrauch geben wir jeweils die in Niedersachsen verbrauchte Energiemenge an. Für die Systemsimulation werden jedoch die mithilfe des Solidaritätsfaktors erhöhten Verbräuche gedeckt. Energieverbrauchs- und Energiebereitstellungs-Beiträge für andere Bundesländer werden, als „andere Bundesländer“ oder als „Export“ ausgewiesen.

Tabelle 3-3: Bevölkerungs- und Flächenanteile Niedersachsens an Gesamtdeutschland in 2018 und 2050. Bevölkerungszahlen aus [DEST 2019]. Der solidarische Verbrauchsanteil Nds. am deutschen Energieverbrauch wird durch das niedersächsischen Energiesystem gedeckt.

	2018	2050
Bevölkerungswachstum	-0,1035 %/a	-0,1035 %/a
Bevölkerung in Deutschland N_{DE}	82,79 10^6	
Bevölkerung in Niedersachsen N_{Nds}	7,982 10^6	
Bevölkerungsanteil Nds. $f_{B,Nds}$	9,641 %	9,641 %
Flächenanteil Nds. $f_{A,Nds}$	13,33 %	13,33 %
Verbrauchsanteil Nds. $f_{E,Nds}$	10,66 %	9,641 %
Solidarischer Verbrauchsanteil Nds. $f_{V,Nds}$	10,66 %	13,33 %
Solidaritätsfaktor sf	1	1,382

Wind-Offshore-Leistung nach dem Solidaritätsprinzip

Auch der Anteil der Offshore-Windenergieanlagen, der Niedersachsen für die Deckung des Eigenbedarfs in unseren Simulationen zugerechnet wird, setzen wir nach dem Solidaritätsprinzip flächenproportional an (siehe Abschnitt 4.5 auf S. 21). Dies ist angemessen, weil der große systemische Wert der Offshore-Windenergie eine deutliche Entlastung der Flächennutzung ist. Diese Entlastung durch Anlagen auf See, die in deutschen Hoheitsgewässern stehen, alleine den drei norddeutschen Küstenländern zuzuordnen, wäre unsolidarisch und aufgrund der existierenden länderübergreifenden Versorgungsstrukturen auch unrealistisch.

In den folgenden Abschnitten dieses Kapitels sind die für das SiKuWa-Projekt korrigierten oder neu hinzugekommenen Modellannahmen sortiert nach Komponenten (Abschnitte 4 bis 7) und Nutzenergiebedarfen (Abschnitt 8) erläutert. Neue zusätzliche Annahmen sind erforderlich, weil unser Modell weitere Aspekte des Energiesystems, wie z.B. den Import von grünem Wasserstoff, berücksichtigt. Außerdem mussten viele Kostenannahmen aktualisiert werden, weil die Kostenreduktion bei den erneuerbaren Energien schneller vorangeschritten ist als in [RT 2016] angenommen wurde.

4 Modellannahmen für die Leistungsquellen

Im Folgenden sind alle Energiequellen des Energiesystems beschrieben. Sie liefern unterschiedliche Energieträger und unterscheiden sich darüber hinaus durch ihre Verfügbarkeit, Kosten sowie Ausbaupotentiale.

4.1 Dachflächen-Photovoltaik (PVR)

Die Dachflächen-Photovoltaik erzeugt elektrische Energie aus diffuser und direkter solarer Strahlungsenergie. Die im ersten Stützjahr 2018 installierte Leistung entnehmen wir den EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2019b] und berücksichtigen Anlagen, die bis zum 31.12.2018 ihren Betrieb aufgenommen bzw. erst nach dem 31.12.2018 ihren Betrieb eingestellt haben. Da aus den Stammdaten nicht hervorgeht, ob eine Anlage auf einer Dach- oder Freifläche steht, klassifizieren wir Anlagen mit einer installierten Leistung bis 500 kW als Dachflächen-PV und Anlagen ab 500 kW als Freiflächen-PV. Daraus ergibt sich für 2018 eine installierte Leistung für Dachflächen-PV von 3,1 GW. Die Investitionskosten liegen bei 900 €/kW in 2018 und 546 €/kW in 2050, sowie 2 % der Investitionskosten pro Jahr für Betrieb und Wartung [Niepelt 2019]. Gemäß [JRC 2018] wird eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen.

Das zeitliche Einspeiseprofil wird aus historischen Wetterdaten gewonnen. Als Wetterdaten nutzen wir die Parameter Globalstrahlung G , Lufttemperatur T_a und Windgeschwindigkeit auf Modulhöhe W_{mod} aus dem Reanalyse-Datensatz CoastDat-2-COSMO-CLM [HZG 2013], die in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und räumlich in Wetterzellen (WZ) von ungefähr 25 x 30 km Größe vorliegen. Die abgegebene Leistung bei PV-Nennleistung $P_{0,WZ}$ in eine Wetterzelle berechnet sich nach [Huld 2015] zu

$$P_{WZ} = P_{0,WZ} G' (1 + k_1 * \ln(G') + k_2 \ln(G')^2 + k_3 * T' + k_4 * T' * \ln(G') + k_5 * T' * \ln(G')^2 + k_6 * T'^2) \quad (4-1)$$

mit

$$G' = \frac{G}{1000 \text{ W m}^{-2}}, \quad (4-2)$$

$$T' = T_{mod} - 25^\circ\text{C} \quad (4-3)$$

und der Modultemperatur

$$T_{mod} = T_a + \frac{G}{U_0 + U_1 W_{mod}}. \quad (4-4)$$

Die Koeffizienten k_1 bis k_6 sowie U_0 und U_1 gelten für kristalline Siliziumsolarzellen und sind in Tabelle 4-1 angegeben.

Tabelle 4-1: Koeffizienten der Einspeisepprofile für c-Si-Zellen

k_1	k_2	k_3 [°C ⁻¹]	k_4 [°C ⁻¹]	k_5 [°C ⁻¹]	k_6 [°C ⁻²]	U_0 [W/m ² /°C]	U_1 [W/m ³ /°C/s]
$-1.7237 \cdot 10^{-4}$	$-4.0465 \cdot 10^{-2}$	$-4.702 \cdot 10^{-4}$	$1.49 \cdot 10^{-4}$	$1.7 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-6}$	26.9	23.4

Mit Gleichung (4-1) berechnen wir für jede Wetterzelle das Einspeiseprofil einer Referenzanlage. Anschließend identifizieren wir für jede Wetterzelle über die Georeferenzierung der Bestands-PV-Anlagen [ÜNB 2019b] die heute tatsächlich installierte Leistung $P_{PVR,2018}$. Mit dieser Leistung gewichten wir die einzelnen Wetterzellen, um die stündlichen Kapazitätsfaktoren $CF_{PVR,t}$ für gesamt Niedersachsen zu bilden.

$$CF_{PVR} = \frac{\sum_{WZ} P_{Out,WZ} * P_{PVR,2018,WZ}}{\sum_{WZ} P_{PVR,2018,WZ}} \quad (4-5)$$

Aus der Jahressumme der stündlichen Kapazitätsfaktoren ergeben sich abhängig vom Wetterjahr für Niedersachsen zwischen 860 und 950 Volllaststunden. Dem Einspeiseprofil in zukünftigen Jahren liegt dadurch immer die heutige räumliche Verteilung der PV-Anlagen zugrunde. Das gesamte Profil aus allen Wetterjahren wird schließlich so skaliert, dass eine durchschnittliche und derzeit in Niedersachsen typische Volllaststundenzahl von 930 erreicht wird.

4.2 Freiflächen-Photovoltaik (PVL)

Analog zur Dachflächen-Photovoltaik stellt auch die Freiflächen-Photovoltaik (PVL) elektrische Energie aus Sonnenlicht bereit und die in 2018 installierte Leistung von 0,78 GW entnehmen wir nach der in 3.5.1 beschriebenen Methodik den EEG-Anlagenstammdaten [ÜNB 2019b]. In unseren Simulationen liegt der Unterschied vor allem in den geringeren Investitionskosten von 550 €/kW in 2050 und 295 €/kW in 2050 [Niepelt 2019] bei gleichem Satz für Betriebs- und Wartungskosten sowie gleicher Lebensdauer. Da die Freiflächen-Photovoltaik jedoch in Konkurrenz zur Landwirtschaft steht, ist ihr Potential politisch stark begrenzt. Gemäß [MU 2020] wird daher ein fester Ausbaupfad von den heute bestehenden 780 MW auf 15 GW in 2050 angenommen.

Das Einspeiseprofil der Freiflächen-PV erfolgt analog zur Dachflächen-PV über ein Referenzprofil pro Wetterzelle. Es ergeben sich geringe Unterschiede durch die unterschiedliche Gewichtung der Wetterzellen, das Gesamtprofil wird jedoch ebenfalls auf 930 Volllaststunden skaliert.

4.3 Solarthermie (ST)

Solarthermische Anlagen erzeugen Niedertemperaturwärme aus Solarstrahlung. Wir gehen von einem hochwertigen Kollektor mit dem Wirkungsgrad

$$\eta_{ST}(t) = \eta_0 + a_1 x(t) + a_2 x(t)^2 \quad (4-6)$$

aus und verwenden $\eta_0 = 0,8$, $a_1 = 2,24 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$ und $a_2 = 0,01 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}^2}$. Die Temperaturdifferenz $\Delta T_{col} = 0^\circ\text{C}$ für die Auskopplung der Wärme aus dem Kollektorkreis wird vernachlässigt. Die Solarthermieanlage kann den Niedertemperatur-Wärmebedarf direkt decken, wenn die Vorlauftemperatur der Heizung $\Delta T_{rad} = 25^\circ\text{C}$ über der Ziel-Raumtemperatur $T_{room} = 20^\circ\text{C}$ liegt. Wenn der Rücklauf idealerweise Raumtemperatur hat, dann ist die mittlere Kollektortemperatur $T_{room} + (DT_{col} + DT_{rad})/2$ und wir finden

$$x(t) = \left(T_{room} + \frac{DT_{col} + DT_{rad}}{2} - T_a(t) \right) / G(t) \quad (4-7)$$

mit einer zeitabhängigen historischen und über ganz Niedersachsen gemittelten solaren Einstrahlung $G(t)$ in $[\text{W}/\text{m}^2]$ und der mittleren Umgebungstemperatur $T_a(t)$ der Wetterjahre 2011 bis 2014.

Die vom Kollektor abgegebene Wärmeleistung in $[\text{W}]$

$$P_{n,ST} \eta_{ST}(t) \theta(\eta_{ST}(t)) G(t) / p_{ST} \quad (4-8)$$

hängt von der im Jahr n installierten solarthermische Nominalleistung $P_{n,ST}$ in $[\text{W}]$ und nicht-linear von der Einstrahlung $G(t)$ in $[\text{W}/\text{m}^2]$ ab. Der Faktor $\theta(z)$ stellt die Heaviside-Funktion dar, welche für $z > 0$ eins ist, für $z < 0$ verschwindet und sonst $\frac{1}{2}$ ist. Hierbei ist $p_{ST} = 0,7 \text{ kW}/\text{m}^2$ der non uns verwendete Umrechnungsfaktor von Kollektorfläche in Kollektor-Nennleistung.

Die installierte Leistung im Jahr 2018 beträgt gemäß [AEE 2020] 1,3 GW. Die Kollektorkosten sinken von 245 €/kW für 2012 auf 106 €/kW in 2050. Die jährlichen Betriebskosten betragen 1,3% der Investition. Wir gehen von einer Anlagenlebensdauer von 25 Jahren aus.

4.4 Wind Onshore (WindOn)

Die in 2018 installierte Leistung von 11 GW entnehmen wir nach der in 3.5.1 beschriebenen Methodik den EEG-Anlagenstammdaten [ÜNB 2019b].

Nach [WIND 2018] und [BDI 2018, Abb. 76] liegen die Investitionskosten bei 1431 €/kW in 2018 und 1000 €/kW in 2050. Die Betriebs- und Wartungskosten betragen 3 %/a [RT 2016], bezogen auf die Investition. Für die Lebensdauer werden nach [JRC 2018] 25 Jahre angenommen.

Das zeitliche Einspeiseprofil wird aus historischen Wetterdaten erzeugt. Als Wetterdaten nutzen wir die Windgeschwindigkeit W_{Nabe} auf Nabenhöhe h_{Nabe} , die Lufttemperatur T_L , den Umgebungsdruck p , die relative Luftfeuchtigkeit ϕ und die Rauigkeit der Oberfläche z_0 aus dem Reanalyse-Datensatz CoastDat-2-COSMO-CLM [HZG 2013], die in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und räumlich in Wetterzellen WZ von ungefähr $25 \times 30 \text{ km}^2$ Größe vorliegen. Da in den Wetterdaten lediglich die Windgeschwindigkeit auf 2 m Höhe W_{2m} angegeben wird, berechnen wir W_{Nabe} über das logarithmische Windprofil

$$W_{Nabe} = W_{2m} * \frac{\ln\left(\frac{h_{Nabe}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{2m}{z_0}\right)} \quad (4-9)$$

Die abgegebene Leistung einer Windkraftanlage berechnet sich nach [Hau 2014] zu

$$P_{WKA} = cp * \frac{\rho}{2} * w_{Nabe}^3 * F_{Rotor} \quad (4-10)$$

und

$$POut_{WZ} = P_{WKA} * \eta_{mech-elec} * K_T \quad (4-11)$$

Dabei ist ρ die Luftdichte auf Nabenhöhe. Da diese nicht direkt als Wetterparameter verfügbar ist, berechnen wir sie aus dem Sättigungsdampfdruck von Wasser p_d , dem Umgebungsdruck p , der relativen Luftfeuchtigkeit ϕ , der Gaskonstanten der trockenen Luft $R_s = 287,06 \text{ J/(kg K)}$ und der Gaskonstanten von Wasserdampf $R_d = 461,52 \text{ J/(kg K)}$ nach [Cerb 2013, S. 315ff.] zu

$$\rho = \frac{R_s}{1 - \phi * \frac{p_d}{p} * (1 - \frac{R_s}{R_d})} \quad (4-12)$$

Der Sättigungsdampfdruck beträgt nach der Magnusformel [Sonn 1990]

$$p_d = 6.112 \text{ hPa} \frac{17,62 * T_L}{243,12 * C + T_L} \quad (4-13)$$

Die Größe cp verbindet die Leistung einer Windkraftanlage mit der Windgeschwindigkeit und wird anlagenspezifisch vom Hersteller veröffentlicht. Für den Betrieb zwischen 22 und 6 Uhr morgens korrigieren wir cp , um einen Betrieb im geräuschreduzierten Modus zu simulieren [OEMOF 2019b]. Wir verwenden für Wetterzellen mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit v_{Grenz} von mehr als 6 m/s die Starkwindanlage Enercon E 92 2300 und für Wetterzellen unterhalb dieser Grenze die Schwachwindanlage Enercon E 115 2500. Auch die Nabenhöhe und die Rotorfläche F_{Rotor} sind anlagenspezifische Werte, die wir den Produktdatenblättern entnehmen. Ab einer Geschwindigkeit v_{cutout} von 25 m/s in Nabenhöhe nehmen wir an, dass die Anlage wegen zu hoher mechanischer Belastung aus dem Wind gedreht wird und keine Leistung mehr abgibt [OEMOF 2019b].

Zusätzlich skalieren wir die abgegebene Leistung linear mit einem mechanisch-elektrischen Wirkungsgrad $\eta_{mech-elec}$ von 96% und einer technischen Verfügbarkeit K_T von 95% [Hau 2014]. Dadurch wird der maximale Kapazitätsfaktor jedoch nicht auf $K_T * \eta_{mech-elec} = 91,2\%$ begrenzt: Die Messung der Leistungskurve von den Herstellern erfolgt unter Normbedingungen, die wir in unseren Berechnungen durch die realen Wetterbedingungen nicht erreichen. Dadurch liefert Gleichung (4-7) teilweise Werte größer 1. Der maximale Kapazitätsfaktor in Niedersachsen nach Gleichung (4-11) beträgt 0,974, die Volllaststunden belaufen sich je nach Wetterjahr auf 2700 bis 2800 h. Das liegt deutlich über den Betriebsergebnissen des Fraunhofer IEE [IEE 2018], das für die Regelzone der TenneT 1700 bis 1900 Volllaststunden in den letzten Jahren berichtet. Begründet ist das darin, dass im Anlagenmix heute auch deutlich ältere Anlagen enthalten sind, als die von uns verwendeten Enercon-Referenzanlagen, die schlechtere technische Eigenschaften aufweisen. In naher Zukunft überschätzen wir daher die realen Betriebsergebnisse, gehen

aber davon aus, dass sich ab ca. 2030 kaum noch Unterschiede zwischen Realität und Simulation ergeben.

Tabelle 4-2: Werte der Referenzanlagen für Wind Onshore

	Enercon E 92 2300	Enercon E 115 2500
Grenzgeschwindigkeit V_{grenz}	> 6 m/s	≤ 6 m/s
Nabenhöhe h_{Nabe}	90 m	110 m
Rotorfläche F_{Rotor}	6648 m ²	10496 m ²
Abschaltgeschwindigkeit v_{cutout}	25 m/s	25 m/s

4.5 Wind Offshore (WindOff)

Nach Absprache mit dem MU wird für den Ausbau der Wind Offshore Energie in Deutschland ausgehend von 5,4 GW in 2018 ein Ausbau auf 20 GW in 2030 und 54 GW in 2050 angenommen. Für die Lebensdauer werden 25 Jahre als Mittelwert aus [PROG 2019] und [JRC 2018] verwendet.

Zuordnung zu Niedersachsen

Die Offshore Windkraft ist ein wesentlicher Baustein des zukünftigen weltweiten Energiesystems. Die Kostbarkeit der Offshore Windkraft besteht vor allem in der Vermeidung von Flächenverbrauch an Land. Der Umstieg auf das erneuerbare Energiesystem ist vorrangig in Flächen-Konkurrenz-Problem, das durch die Offshore-Windkraft entlastet wird.

Unsere Offshore Windkraftanlagen stehen in deutschen Hoheitsgewässern. Im Szenario B 2035 des aktuellen Netzentwicklungsplans Strom [ÜNB 2019a, S. 57] sollen 17 der in Deutschland installierten 23,2 GW Offshore-Windkraftanlagen ihren Strom in Niedersachsen anlanden, was 73,3% der Gesamtkapazität entspricht. Niedersachsen wird also einen großen Anteil an der Transportkapazität für Offshore-Windstrom auf seinem Grund haben.

Es ist ein solidarischer Ansatz in allen Bundesländern und Regionen eine in etwa gleiche Flächenbelastung mit der Erzeugung erneuerbarer Energie anzustreben. Daher sollte die Entlastung von Flächennutzung durch den Offshore-Wind ebenfalls flächenproportional verteilt werden.

Wir ordnen Niedersachsen in unseren Simulationen daher den Anteil $f_{A,Nds} = 13,33\%$ an der installierten Offshore-Windenergie zu (siehe dazu auch Kapitel 3.2 auf S. 13).

Das zeitliche Einspeiseprofil berechnen wir analog zu den Formeln, die in Kapitel 4.4 zur Onshore-Windkraft zu finden sind. Wir verwenden lediglich eine andere Referenzanlage, deren Spezifikationen Tabelle 4-3 aufgeführt sind. Dadurch ergeben sich zwischen 4700 und 5000 Volllaststunden, die wie bei der Onshore-Windkraft etwa 1000 Stunden über den heutigen Betriebsergebnissen liegen. Dies führen wir ebenfalls auf ältere Anlagen im Bestand zurück.

Wir skalieren die Ausgangsleistung der Offshore-Windenergieanlagen im Mittel der betrachteten vier Wetterjahre auf 4000 h.

Tabelle 4-3: Werte der Referenzanlage für Wind Offshore

	Siemens SWT 3.6 120
Nabenhöhe h_{Nabe}	90 m
Rotorfläche F_{Rotor}	11310 m ²
Abschaltgeschwindigkeit V_{cutout}	25 m/s

Kostenentwicklung

Gemäß [WIND 2019] werden für die Investitionskosten in 2018 2642 €/kW angenommen. Für 2050 gibt es noch weit divergierende Annahmen. Es wird ein Mittelwert aus den Angaben aus den Referenzen [JRC 2018], [DENA 2018] und [IWES 2017] in Höhe von 1768 €/kW gebildet. Die Betriebskosten liegen bei 3,5 %/Jahr [WIND 2018].

4.6 Wasserkraft (DCGen)

Die in Niedersachsen verfügbare Stromerzeugung aus Wasserkraft besitzt eine installierte Leistung von 53,6 MW [ÜNB 2019b]. Dieser Wert wird als konstant angenommen, d.h. Wasserkraftwerke werden weder zu noch abgebaut, lediglich bestehende Anlagen am Ende ihrer Lebenszeit ersetzt.

Das zeitliche Einspeiseprofil der Wasserkraft nehmen wir als konstant an. Je nach Quelle unterscheiden sich die Betriebsergebnisse der letzten Jahre leicht: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi 2014] berichtet ca. 3700 Volllaststunden für 2014, der BDEW [BDEW 2020] berichtet 3170 h für 2018 und 3550 h für 2019 und das Fraunhofer ISE [ISE 2020] geht von 4040 h in 2018 aus. Wir nehmen 3830 Volllaststunden an. Dies bedeutet, dass zu jeder Zeit 43,7% der installierten Leistung zur Verfügung stehen.

4.7 Wasserstoff-Import (IG)

Grüner, CO₂-freier Wasserstoff kann von außerhalb Niedersachsens importiert werden. Da ein Import von Strom im Modell nicht betrachtet wird, handelt es sich bei IG um die einzige CO₂-freie Energiequelle, welche im Modell unbegrenzt zur Verfügung steht und etwaige Deckungslücken zwischen inländischer Erzeugung von erneuerbarer Energie und dem Bedarf an CO₂-freier Energie decken kann.

Als Importpreis wird zu Beginn der Energiewende 5 €/kg angenommen. Die Preissenkung in späteren Jahren wird in den verschiedenen betrachteten Szenarien variiert und ist in Abschnitt 10.1 auf S. 71 erläutert. In den Preisen ist die Infrastruktur bis zur Anlieferung im Hafen bzw. der Anlieferung per Pipeline enthalten.

Die Importleistung wird durch eine maximale Leistung charakterisiert, die zu keinem Zeitpunkt überschritten werden kann, die sich aber von einem Transformationsschritt zum nächsten ändern kann.

Die gewählte Betriebsführung impliziert einen voll flexiblen Import von grünem Wasserstoff, der bis zur Maximalleistung jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung steht.

4.8 Kohle und Kernenergie (CoalE)

Die bestehenden Steinkohle- und Atomkraftwerke in Niedersachsen sind zu einer Komponente CoalE zusammengefasst. Die installierte Leistung in 2018 beträgt 5,7 GW (bestehend aus 2,7 GW Atomkraft und 3 GW Steinkohle) und stammt aus einem Datensatz, der durch die *Community Open Power System Data* zur Verfügung gestellt wird und auf verschiedene Datenquellen wie die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur zurückgreift [OPSD 2019]. Die zukünftig verfügbare Leistung ist durch den Atomausstiegsplan und eine Projektion des Kohleausstiegs auf die niedersächsischen Steinkohlekraftwerke festgelegt. Da der Beschluss der Kohlekommission nur gesamtdeutsche Ausstiegsziele für Steinkohle festlegt, wir jedoch von der Abschaltung ganzer Blöcke ausgehen, wurden hier Annahmen getroffen wie sich dies auf niedersächsische Kraftwerke auswirken könnte. Unterschiede, die durch eine abweichende Umsetzung des Kohleausstiegs entstehen, führen aufgrund der geringen Bedeutung dieser Komponente vermutlich nur zu kleinen Änderungen der Ergebnisse. Dies wurde allerdings noch nicht geprüft. Wir verwenden die in Abbildung 4-1 gezeigten verfügbaren maximalen Leistungen.

Die Kostenannahmen sind Mittelwerte aus [DIW 2013] und [ISE 2018]. Wir nehmen Investitionskosten von 1450 €/kW für alle Jahre an. Die Wartungskosten betragen 2,2 %/a bezogen auf die Investitionskosten. Die Lebensdauer der Anlagen beträgt 40 Jahre. Die variablen Stromkosten werden mit 2,5 €/ct/kWh angenommen.

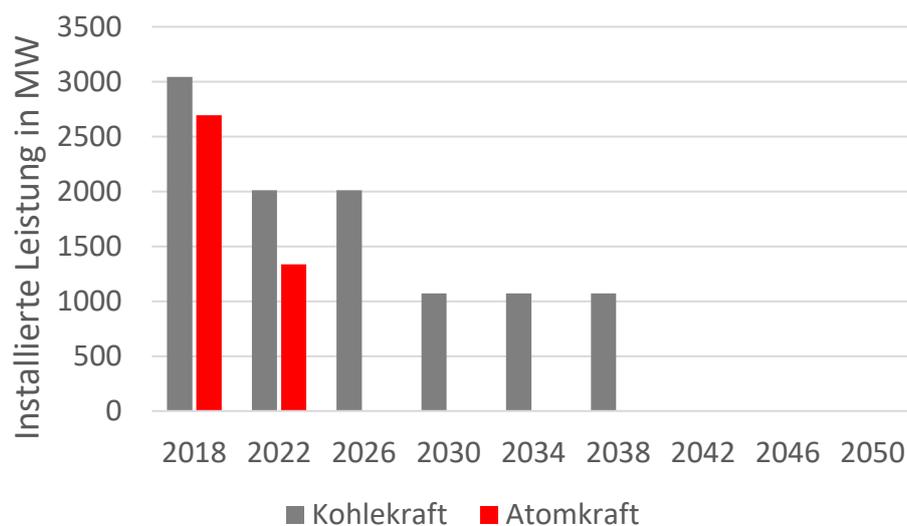


Abbildung 4-1: Maximale Kapazitäten für die Energieversorgung aus Kohle und aus nuklearer Quelle in Niedersachsen.

4.9 Biomasse

Die Biomassenutzung modellieren wir mit einer elektrischen Ausgangsleistung von 1,43 GW, was dem derzeitigen Ausbau in Niedersachsen entspricht [ÜNB 2019b]. Ein zukünftiger Ausbau der Biomasse wird nicht angenommen. Vielmehr nehmen wir an, dass diese Leistung auch zukünftig erhalten bleibt. Wir nehmen Ausgangsleistung als voll flexibel an. Sie wird nur im Bedarfsfall abgerufen. Die Lebensdauer der Anlagen beträgt 30 Jahre. Die Kosten werden fallend von 3660 €/kW in 2018 auf 2900 €/kW in 2050 angenommen. Jährlichen Die Betriebskosten betragen 4,5%/a bezogen auf die Investition und die Biomassekosten betragen 52,6 €/MWh.

4.10 Gaskraftwerke für fossile Restdeckung von Strombedarf (CE)

Das simulierte Energiesystem muss die angenommenen Bedarfe in jeder Stunde decken. Um dies bei jeder Simulation zu gewährleisten, werden fossile Restdeckungen eingeführt. Alle Energiebedarfe, welche nicht durch die oben genannten Quellen oder unten genannten Wandler gedeckt werden können, werden durch fossile Restdeckung bereitgestellt. Auf diese Art stellen wir sicher, dass der Simulator nur Lösungen ausgibt, welche den Bedarf erfüllen. Weil die fossile Restdeckung mit Emissionen verbunden ist, kann es aber durchaus vorkommen, dass der Optimierer die geforderten Emissionsziele nicht erreicht. Es kann nicht vorkommen, dass die Bedarfe nicht gedeckt werden.

Ein eventueller Restbedarf an Strom wird von CE („conventional electricity“) bereitgestellt. Die Komponente repräsentiert thermische Kraftwerke, welche mit Erdgas betrieben werden. Mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 201 g/kWh für Erdgas [UBA 2016] und dem durchschnittlichen Wirkungsgrad niedersächsischer Gaskraftwerke von 40,3% liegen die spezifischen CO₂-Emissionen bei 498,7 g/kWh_{El}. Die Importkosten für Erdgas werden mit 22 €/MWh angenommen [Kost 2018], woraus sich spezifische Stromkosten von 54,6 €/MWh_{El} ergeben.

4.11 Gasboiler für fossile Restdeckung von Niedertemperaturwärmebedarf (CT)

Ein eventueller Restbedarf an Wärme wird von CT („conventional thermal“) bereitgestellt, was Gasboiler repräsentiert. Diese haben Investitionskosten in Höhe von 260 €/kW für alle Jahre [Kotzur 2018] sowie Betriebs- und Wartungskosten in Höhe von 2 %/a. Das ist der Mittelwert aus [Kotzur 2018] und [Streblow 2017]. Sie werden ebenfalls mit Erdgas betrieben und besitzen einen Wirkungsgrad von 85%. Damit ergeben sich spezifische CO₂-Emissionen von 236,5 g/kWh_{th} und Kosten von 25,9 €/MWh_{El}.

4.12 Dampfreformation für fossile Restdeckung eines H₂-Bedarfes (CG)

Analog zu CE und CT wird ein Restbedarf an Wasserstoff durch eine fossile Quelle CG („conventional gas“) gedeckt. Dabei handelt es sich um Wasserstoff aus Dampfreformation für 56 €/MWh_{H₂} [Mach 2015]. Auf den Brennwert bezogen liegen die spezifischen CO₂-Emissionen bei 272 g/kWh_{H₂} [Mach 2015].

4.13 Importiertes Erdgas (NG)

Im Gegensatz zu den drei vorgenannten Restdeckungen wird der Bedarf an Erdgas ausschließlich über die Komponente NG („natural gas“) mittels Import bereitgestellt. Der CO₂-Emissionsfaktor und die Importkosten liegen wie oben genannt bei 201 g/kWh und 22 €/MWh. In einem Energiesystem, welches die Minderungsziele einhält, muss der Bedarf an Methan bis 2050 auf null gesenkt werden. Erneuerbares Methan wird von unserem Modell nur für die Grundstoffherstellung verwendet und nicht für die Erzeugung von Strom oder Wärme.

4.14 Importierte flüssige Kraftstoffe (FLF)

Analog zu NG wird auch der Bedarf an flüssigen Kraftstoffen ausschließlich über FLF („fossil liquid fuels“) mittels Imports gedeckt. Der CO₂-Emissionsfaktor liegt gemäß [UBA 2016] bei 266 g/kWh, die Importkosten bei 41,22 €/MWh [DENA 2018]. Der Bedarf an flüssigen Kraftstoffen muss im Jahr 2050 ebenfalls auf null gesenkt werden, um die Emissionsziele einzuhalten.

5 Modellannahmen für die Leistungswandler

5.1 Wandler Wärmepumpe (HP)

Die Wärmepumpe hat in 2018 eine installierte Leistung von 0,5 GW und berücksichtigt eine von der räumlich und über die jeweilige Stunde gemittelte Umgebungstemperatur T_{ag} abhängige Leistungszahl COP , die nach [Staffel 2012] für Luft-Wärmepumpen

$$COP_{AS} = 6,81 - 0,121 \frac{T_{Lift,AS}}{^{\circ}C} + 0,000630 \left(\frac{T_{Lift,AS}}{^{\circ}C} \right)^2 \quad (5-1)$$

$$T_{Lift,AS} = \begin{cases} 15^{\circ}C & \text{für } T_{VL} - T_{av} < 15^{\circ}C \\ 60^{\circ}C & \text{für } T_{VL} - T_{av} > 60^{\circ}C \\ T_{VL} - T_{av} & \text{sonst} \end{cases} \quad (5-2)$$

beträgt (Index AS steht für „air source“) und für Boden-Wärmepumpen

$$COP_{GS} = 8,77 - 0,150 \frac{T_{Lift,GS}}{^{\circ}C} + 0,000734 \left(\frac{T_{Lift,GS}}{^{\circ}C} \right)^2 \quad (5-3)$$

mit

$$T_{Lift,GS} = \begin{cases} 15^{\circ}C & \text{für } T_{VL} - T_{av} < 15^{\circ}C \\ 60^{\circ}C & \text{für } T_{VL} - T_{av} > 60^{\circ}C \\ T_{VL} - 10^{\circ}C & \text{sonst} \end{cases} \quad (5-4)$$

Beträgt (der Index GS steht für „ground source“). Dabei ist T_{VL} die Vorlauftemperatur des Heizungssystems, die für unsanierte sowie sanierte Gebäude und die Neubauten jeweils unterschiedlich sein kann. Das Symbol T_{Lift} bezeichnet den Temperaturhub von dem die Leistungsziffer COP einer Wärmepumpe abhängt. Der Temperaturhub wurde in (5-2) und (5-4) auf den Bereich zwischen $15^{\circ}C$ und $60^{\circ}C$ beschränkt, um den experimentell untersuchten Gültigkeitsbereich der Formeln (5-1) und (5-2) nicht zu verlassen. Das bedeutet, dass die Leistungsfähigkeit der Wärmepumpe an wenigen besonders kalten Tagen überschätzt wird.

Der erforderliche Temperaturhub T_{Lift} durch die Wärmepumpen hängt nach (5-2) und (5-4) von der Vorlauftemperatur ab. Diese hängt nun wiederum davon ab ob das Gebäude ein Bestandsgebäude mit oder ein saniertes Gebäude ist. Wir nehmen die in Tabelle 5-1 gelisteten Vorlauftemperaturen an. Für den Neubau und den sanierten Bestand nehmen wir vereinfachend die gleiche Vorlauftemperatur an. Zudem soll die Wärmepumpe auch den Bedarf an warmen Trinkwarmwasser versorgen, wofür wir aus Hygienegründen bis 2050 unveränderte Temperaturen von $58^{\circ}C$ annehmen.

Tabelle 5-1: Vorlauftemperaturen T_{VL} für alle Jahre für den Bestand sowie für sanierte Gebäude und den Neubau.

	2018	2050
Vorlauftemperatur unsaniert $T_{VL, Bestand}$	58°C	58°C
Vorlauftemperatur saniert und Neubau $T_{VL, Saniert}$	40°C	40°C
Vorlauftemperatur saniert und Neubau $T_{VL, Neubau}$	40°C	40°C
Vorlauftemperatur Warmwasser $T_{VL, Warmwasser}$	58°C	58°C

Zur Berechnung der Strommengen, die für die Bereitstellung der Nutzwärme nötig sind, benötigen wir die Anteile von Boden und Luftwärmepumpen f_{AS} und f_{GS} . In [RT 2016, Anhang D, S. 53, Zelle 528] wird für Luftwärmepumpen in 2050 ein Anteil von 72 % [RT 2016, Anhang D, S. 53, Zelle 536] angenommen. Da sich die Absatzzahlen von Luftwärmepumpen in Deutschland bereits in den letzten Jahren diesem Marktanteil angenähert haben [GZB 2017], nehmen wir für jedes Jahr einen Anteil f_{AS} von 72% an. Der Anteil der Bodenwärmepumpen ist folglich $f_{GS} = 1 - f_{AS}$.

Weiterhin benötigen wir die Energiemengen-Anteile s_{58} und s_{40} welche die Wärmepumpe auf den beiden Temperaturniveaus versorgen sollen. Diese Anteile hängen von der Sanierungsrate und den Energiebedarfen sanierter und unsanierter Gebäude ab. Die entsprechenden Größen sind in Kapitel 8.3 ab S. 42 erläutert.

Hier rechnen wir ebenfalls nur mit Zahlen für 2050. Der gesamte Niedertemperaturwärmebedarf Q_{LT} ist für das Jahr 2050 bekannt aus Kapitel 8.3 und wurde über den Anteil der Neubauten m , den Anteil der unsanierten Wohnfläche u und den entsprechenden spezifischen Heizenergiebedarfen H berechnet. Der Anteil s_{58} berechnet sich aus dem Raumwärmebedarf unsanierter Gebäude $Q_{heating,58}$ und dem gesamten Warmwasserbedarf Q_{WW} sowie dem gesamten Niedertemperaturwärmebedarf Q_{LT} im Jahr 2050. Es gilt

$$Q_{heating,58} = \frac{u * H_{Bestand}}{u * H_{Bestand} + (1 - u) * H_{Saniert} + m * H_{Neubau}} * Q_{heating} \quad (5-5)$$

und

$$s_{58} = \frac{Q_{heating,58} + Q_{WW}}{Q_{LT}} \quad (5-6)$$

Der Anteil s_{40} berechnet sich aus dem Raumwärmebedarf sanierter Gebäude und der Neubauten am gesamten Niedertemperaturbedarf. Es gilt

$$Q_{heating,40} = \frac{(1 - u) * H_{Saniert} + m * H_{Neubau}}{u * H_{Bestand} + (1 - u) * H_{Saniert} + m * H_{Neubau}} * Q_{heating} \quad (5-7)$$

und

$$s_{40} = \frac{Q_{heating,40}}{Q_{LT}} \quad (5-8)$$

Die Simulation verwendet nur eine Wärmepumpe mit einem mittleren COP . Dessen Wert wird mit einer Wichtung bestimmt, welche die Energieumsätze von Luft- und Bodenwärmepumpe sowie die Temperaturniveaus berücksichtigt. Dabei muss $1/COP$ gemittelt werden und die Gewichte sind die über die vier verschiedenen Kombinationen erbrachten Nutzenergien. Es ergeben sich die Gewichtungen nach Tabelle 5-2.

Tabelle 5-2: Anteile der Wärmepumpenarten und Vorlauftemperaturen für die Berechnung einer mittleren Leistungszahl COP .

	2018 bis 2050
Anteil der Luftwärmepumpen f_{AS}	72%
Anteil der Bodenwärmepumpen f_{GS}	28%
Anteil der Vorlauftemperatur 58°C s_{58}	67%
Anteil der Vorlauftemperatur 40°C s_{40}	33%

Für den mittleren COP der Wärmepumpe gilt

$$\frac{1}{COP} = f_{AS} * \left\{ s_{58} * \frac{1}{COP_{AS}(T_{VL,Bestand} - T_L)} + s_{40} * \frac{1}{COP_{AS}(T_{VL,Neubau} - T_L)} \right\} \quad (5-9)$$

$$+ f_{GS} * \left\{ s_{58} * \frac{1}{COP_{GS}(T_{VL,Neubau} - 10^\circ C)} + s_{40} * \frac{1}{COP_{GS}(T_{VL,Neubau} - 10^\circ C)} \right\}$$

5.2 Wandler Elektrolyse (H2EI)

Die Elektrolyse dient zur Herstellung von Wasserstoff aus elektrischem Strom. Dabei wird ein Mix aus Protonen-Austausch-Membran- und alkalischer Elektrolyse verwendet, den beiden aktuell weitverbreitetsten Technologien. Der Energiebedarf der Elektrolyse liegt mit 50,1 $\text{KWh}_e/\text{kg}_{\text{H}_2}$ ungefähr im Mittel der Vorhersagen aus dem EU Horizon 2020 Projekt „Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking“ [FCH2JU 2018]. Daraus ergibt sich ein auf den Heizwert bezogener Wirkungsgrad von 66,5 %. Die Kosten entwickeln sich nach [NOW 2018] von 1400 €/kWh in 2018 zu 550€/kW in 2050 bezogen auf die Ausgangsleistung bei einem Betriebs- und Wartungskostensatz von 5 %/a bezogen auf die Anfangsinvestition.

5.3 Wandler für Rückverstromung (H₂Tu)

Mittels der Wasserstoffturbine (H₂Tu) wird aus Wasserstoff Strom erzeugt. Darüber nehmen wir eine Kraft-Wärme-Kopplung der Turbine an. Es kann also neben Strom auch Wärme ausgekoppelt werden.

Die Wasserstoffturbine wird in zwei Betriebsmodi eingesetzt und hat zwei unabhängige Eintragungen in der Prioritätenliste. Im effizienteren Modus wird zunächst geprüft, ob ein Wärmebedarf besteht. Falls dem so ist, werden Strom und Wärme in einem festen Verhältnis zueinander bereitgestellt. Dies geschieht unter Berücksichtigung der maximal möglichen elektrische und thermischen Leistung und zwar so dass weder der elektrische noch der thermische Bedarf überschritten werden. Im zweiten, weniger effizienten Betriebsmodus wird die Turbine in einem rein elektrischen Modus ohne Wärmeauskopplung betrieben.

Der auf den Heizwert bezogene Wirkungsgrad (Wasserstoff zu Strom) beträgt 62,10%. Der angenommene thermische Wirkungsgrad (Wasserstoff zu Wärme) beträgt 20%.

Die Kosten für die Wasserstoffturbine werden mit konstant 750 €/kW von 2018 bis 2050 angenommen. Dies geschieht unter der Annahme, dass diese sehr ähnlich zu Gasturbinen ist und eine starke Kostendegression daher nicht zu erwarten ist. Die Betriebs- und Wartungskosten betragen 4%/a. Die Lebensdauer der Wasserstoffturbine beträgt 30 a.

6 Modellannahmen für die Energiespeichern

6.1 Wasserpumpspeicher (Pu)

Die größten derzeit verwendeten Stromspeicher sind Pumpspeicherkraftwerke. Niedersachsen besitzt derzeit nur ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer Speicherkapazität von 1032 MWh und einer Leistung von 220 MW [OPSD 2019]. Es wird angenommen, dass in Niedersachsen aus sozialen technischen und / oder ökonomischen Gründen kein weiteres Potential für Pumpspeicherkraftwerke besteht, das vorhandene Kraftwerk aber über den ganzen betrachteten Zeitraum in Betrieb bleibt.

Die Effizienz des Lade- und des Entladeprozesses ist jeweils $\sqrt{0,74}$. Wir nehmen keine Verluste für das Halten der Energie im Speicher an. Das Verhältnis k von Speicherleistung zu Speichergröße beträgt eingangs- und ausgangsseitig $k = 0,2130$ 1/h. Die Investitionskosten betragen in jedem Jahr 507,4 €/kWh. Die Speicherlebensdauer beträgt 80 Jahre.

6.2 Elektrochemische Li-Ionenbatterie (Li)

Die zweite Möglichkeit zur direkten Speicherung von elektrischer Energie sind Li-Ionenbatterien (Li). Die bereits vorhandene Kapazität beträgt 64 MWh [RWTH 2018] und besteht überwiegend aus PV-Speichern mit denen die Eigenverbrauchsquote erhöht wird. Aufgrund der noch hohen Kosten und des hohen Verhältnisses von Leistung zu Energieinhalt von $k = 0,4667$ 1/h [Walter 2018] wird die Li-Ionenbatterie als Kurzzeitspeicher genutzt.

Wir nehmen eine Effizienz für das Be- und das entladen von jeweils $\sqrt{0,9025}$ an. Die Akkumulatoren besitzen eine Selbstentladung. Laut UBA2012b liegt diese bei ca. 4% pro Monat. Wir rechnen deshalb mit einer exponentiellen Entladung, die eine Zeitkonstante von 20000 h hat. Bei den Installationskosten werden nach [Walter 2018] 579 €/kWh in 2018 und 171 €/kWh in 2050 angenommen mit einem Betriebs- und Wartungskostensatz von 1%/a. Wir nehmen eine Lebensdauer von 15 Jahren an.

Im Jahr 2018 nehmen wir eine Speicherkapazität von 64 MWh an. Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken ist die zukünftige Menge an Li-Ionenbatterien nur durch die verfügbaren Rohstoffe begrenzt. Wir gehen davon aus, dass diese Beschränkung für das betrachtete Energiesystem keine Rolle spielt.

6.3 Untergrund-Gasspeicher (H2)

In Niedersachsen werden derzeit Poren- und Kavernengasspeicher zur Speicherung von Erdgas genutzt. Diese sind perspektivisch auch für die Wasserstoffspeicherung einsetzbar [Ganzer 2020]. Im Unterschied zu [RT 2016] werden hier beide Speicherarten für die Speicherung von Wasserstoff berücksichtigt.

Für das Einspeichern von H₂ nehmen wir eine Effizienz von 0,8690 und für das Ausspeichern von 0,988 an. Das Zustandekommen dieser Zahlen wird nachstehend erläutert. Wir nehmen ferner an, dass das Halten des Wasserstoffs im Speicher verlustfrei ist [Ganzer 2020].

Der Grund für die Berücksichtigung von Ein- und Ausspeicher-Effizienzen ist, dass solche Gasspeicher zukünftig nicht mehr nur als Saisonspeicher eingesetzt werden, sondern zunehmend auch zum Ausgleich von wöchentlichen oder sogar täglichen Nachfrage- und Dargebotsschwankungen ermöglichen. Da ein Großteil der Speicherverluste durch die Kompression des Gases beim Einspeichervorgang entsteht, ist es sinnvoll, diese Verluste auch in der Simulation den Ein- und Ausspeichervorgängen zuzuordnen.

Sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher ermöglichen die Speicherung von Wasserstoff im großtechnischen Maßstab, unterscheiden sich aber in ihren Eigenschaften hinsichtlich technischer Daten und Kosten.

Kavernenspeicher haben sehr geringe stoffliche Speicherverluste [Ganzer 2020]. In der Regel können mehr als 99% des eingespeicherten Gases wiederverwendet werden. Porenspeicher haben aufgrund einer geringen Löslichkeit von H₂ im Haftwasser etwas höhere Verlustraten, so dass etwa 97% des eingespeicherten Gases zurückgeholt werden können [Ganzer 2020]. Wir ordnen die Verluste ΔN in der Simulation in gleichen Teilen dem Ein- und Ausspeichervorgang zu. Für den Ein- und Ausspeichervorgang einer Energiemenge E ergibt sich

$$\eta_{\Delta N} = \sqrt{1 - \Delta N}. \quad (6-1)$$

Zusätzlich zu den stofflichen Speicherverlusten betrachten wir bei der Aufstellung der Energiebilanz noch die mechanische Energie ΔW , die bei der Kompression von Wasserstoff während der Einspeicherung aufgebracht werden muss. Nach [Eberle 2009] verwenden wir für die Abschätzung von

$$\Delta W = \left(\frac{n}{n-1}\right) \cdot R \cdot T \cdot \left[\left(\frac{p_t}{p_i}\right)^{\frac{n-1}{n}} - 1\right] \quad (6-2)$$

eine polytrope Beschreibung. Dabei beschreiben $n = 1,36$ den Polytropen-Exponenten für H₂, $R = 8,314$ J/(mol K) die ideale Gaskonstante und T die Temperatur. Das Symbol p_i bezeichnet den Gasdruck des angelieferten Gases und p_t den Druck im Speicher hinter dem Kompressor. Wir gehen davon aus, dass der Gasspeicher an ein Fernleitungsgasnetz angeschlossen ist und p_i damit in etwa dem Atmosphärendruck entspricht. Der Druck im Speicher p_t hängt von der aktuellen Speicherbeladung, der Konstruktion (Kaverne) und der Speicherteufe (Porenspeicher) ab. Typische Arbeitsdrücke liegen im Bereich zwischen $p_t = 30$ und 130 bar [Bauer 2017, Friedrich 2013]. Bei einem möglichen mittleren Enddruck p_t von 100 bar ergibt sich ein Energiebedarf von 2216 J/mol_{H₂}. Das entspricht 9,3% des Heizwerts von Wasserstoff von 240 kJ/mol_{H₂}.

Theoretisch ließe sich die mechanische Energie, die bei der Speicherbeladung für die Kompression aufgewandt wird, über eine durch das bei der Entladung expandierende Gas angetriebene Turbine zumindest teilweise als elektrische Energie zurückgewinnen. Wasserstoff besitzt einen bei Umgebungstemperatur negativen Joule-Thompson-Koeffizienten und kühlt daher bei Expansion nicht aus, so dass die Energierückgewinnung möglich wäre, ohne dass das expandierte Gas - wie z.B. bei Druckluftspeicherkraftwerken -

zusätzlich erwärmt werden muss. Dem entgegen steht allerdings das geringe Molekülgewicht von H_2 , das eine effiziente Energierückgewinnung erschwert [Taylor 1986]. Für die im Gutachten betrachteten Untergrund-Gasspeicher verzichten wir daher auf eine Option zur Rückgewinnung der für die Kompression benötigten mechanischen Energie ΔW und rechnen diese den Verlusten während des Einspeichervorgangs zu:

$$\eta_{\Delta W} = \frac{E_{mol,H_2}}{E_{mol,H_2} + \Delta W_{mol,H_2}} = \frac{E_{mol,H_2}}{E_{mol,H_2} + \Delta W_{mol,H_2}} = 0,915. \quad (6-3)$$

Für die Kompression wird ein Verdichter eingesetzt, der selbst einen Wirkungsgrad <1 hat. Die Entwicklung möglichst effizienter Verdichter insbesondere für den Einsatz in Wasserstofftankstellen ist Gegenstand der aktuellen Forschung. Effizienzangaben für Wasserstoff-Verdichter für den Einsatz in Untertagespeicher haben wir im Rahmen der Recherche nicht ermitteln können. Aus Beispielrechnungen zu einem Wasserstoffkavernenspeicher in [NOW 2014] lassen sich je nach Einsatzpunkt Verdichter-Effizienzen von 63% bis 92% ableiten. Wir nehmen an, dass für Wasserstoffspeicher Verdichter mit durchschnittlich 75% Umwandlungseffizienz möglich sind. Dieser Wert ist bei Druckluftspeichern bereits realisiert [Liu 2014].

Zur Berechnung des Einspeicherwirkungsgrads muss der Wirkungsgrad des Verdichters berücksichtigt werden. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass der Verdichter elektrische Energie benötigt, die Verluste während des Einspeicherns aber in stofflichen Energieverlusten betrachtet werden. Der Faktor zwischen dem zur Kompression eingesetzten Strom und der durch die Stromentnahme „verlustigen“ Wasserstoff ist genau der Wirkungsgrad der Elektrolyse:

$$\eta_{In} = \eta_{\Delta N} \cdot \left(1 - \frac{(1 - \eta_{\Delta W}) \cdot \eta_{Elektrolyse}}{\eta_{Verdichter}} \right) \quad (6-4)$$

Mit $\eta_{Elektrolyse} = 66,7\%$ bezogen auf den Heizwert und $\eta_{Verdichter} = 75\%$ ergeben sich ein Einspeicherwirkungsgrad von 92% für den Kavernenspeicher und 91,1% für den Porenspeicher.

Beim Ausspeichervorgang wird zusätzliche Energie für die Trocknung des ausgespeicherten Gases benötigt. Die benötigte Energiemenge hängt von der erforderlichen Gasqualität ab. Für Wasserstoff, der als Treibstoff eingesetzt werden soll, beträgt der Energiebedarf für die Trocknung 0,2% bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs [NOW 2014]. Mit Berücksichtigung der Umwandlungseffizienz von ausgespeichertem Wasserstoff in die für die Trocknung benötigte elektrische Energie ergibt sich ein zusätzlicher Ausspeicherverlust von 0,34%.

$$\eta_{out} = \eta_{\Delta N} \cdot \left(1 - \frac{(1 - \eta_{Trocknung})}{\eta_{Rückverstromung}} \right) = \eta_{\Delta N} \cdot 0,9966 \quad (6-5)$$

Aus den einzelnen Beiträgen lassen sich Ein- und Ausspeichereffizienzen der beiden Speichertypen berechnen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6-1 dargestellt. Insgesamt ergibt sich für einen Kavernenspeicher eine Round-Trip-Effizienz von 91,2% und für einen Porenspeicher eine Round-Trip-Effizienz von 89,4%. Wir erstellen zur Vereinfachung der Simulation aus den Effizienzen der einzelnen Speicherarten einen generischen Untergrundspeicher, der sich aus den gemittelten Eigenschaften von Poren- und Kavernenspeichern unter Berücksichtigung der aktuellen Kapazitäten der beiden

Untergrundspeicherarten in Niedersachsen ergibt. Dieser Speicher verfügt über eine Kapazität von 44,8 TWh, eine Entnahmeleistung von 41,4 GW und eine Round-Trip-Effizienz von 90,5%.

Die in der Simulation als Obergrenze angenommene Speicherkapazität von 44,8 TWh entspricht der heute für Erdgasspeicher bereitgestellten Kapazität. Zur Erschließung dieses Potentials müssen neue Speicher erschlossen werden, denn für Wasserstoff wird aufgrund der geringeren Energiedichte für dieselbe Speicherkapazität mehr Volumen benötigt als für Erdgas. Andererseits gibt es im Untergrund noch wesentlich größere technische Potentiale zur Speicherung von Wasserstoff, in [RT 2016] wird ein technisches Potential von 350 TWh genannt. Die Speicherung von Wasserstoff kann aber auch Ängste und Akzeptanzprobleme vor Ort auslösen. Zur Förderung der Akzeptanz nehmen wir daher an, dass wir in Zukunft maximal so viel Energie in Form von Wasserstoff speichern, wie es heute schon für Erdgas getan wird.

Tabelle 6-1: Übersicht über vorhandene Gasspeicher in Niedersachsen nach [Ganzer 2020] und angenommene Effizienzen für Ein- und Ausspeichervorgänge. Für die Simulationen wurde ein generischer Speicher verwendet, der auf den gewichteten Effizienzen des aktuellen niedersächsischen Speichermix beruht.

	Kavernenspeicher	Porenspeicher	Generischer Speichermix
Speichervolumen in Niedersachsen [m ³]	7,40·10 ⁹	5,26·10 ⁹	12,7·10 ⁹
Entnahmeleistung [m ³ /h]	8,87·10 ⁶	2,83·10 ⁶	11,7·10 ⁶
Energetische Speicherkapazität bei Nutzung von H ₂ [TWh]	26,2	18,6	44,8
Entnahmeleistung [GW]	31,4	10	41,4
Einspeichereffizienz	92,0%	91,1%	91,6%
Ausspeichereffizienz	99,2%	98,2%	98,8%
Round-Trip-Effizienz	91,2%	89,4%	90,5%

Zu den Kosten von Untergrundspeichern finden sich in der Literatur große Spannbreiten, da diese stark von den örtlichen Begebenheiten abhängen (Bohrtiefe, Standorterschließung, Skaleneffekte). Wie bei anderen Speichern skalieren die Kosten sowohl mit der Speicherkapazität als auch der Ein- und Ausspeicherleistung. Für Untergrund-Erdgasspeicher gibt die Referenz [WIK 2008] Preise von 0,1 €/m³ bis 0,9 €/m³ Arbeitsgas an, wobei Kavernen eher teurer als Porenspeicher sind. Bei den mit der Ein- und Ausspeicherleistung skalierenden Kosten reicht die Spannbreite von 2 €/(m³/d) bis 50 €/(m³/d), wobei die Porenspeicher tendenziell teurer sind. Detaillierte Angaben zur Kostenstruktur eines Kavernenspeichers finden sich in [NOW 2014]. Rechnet man die mit der Ein- und Ausspeicherleistung skalierenden Kosten für Verdichter, Trocknungsanlage, Druckreduzierung und Messstationen zusammen, erhält man einen leistungsbezogenen Kostenanteil von 9,22 €/(m³/d). Teilt man die restlichen Kosten den mit der Speicherkapazität

skalierenden Kosten zu, erhält man einen Wert von 1,32 €/m³ Arbeitsgas. Die Kosten für die Bereitstellung von Speicherkapazität liegen also oberhalb der Kosten einer Erdgaskaverne, während die Kosten für die Speicherleistungen im selben Bereich liegen wie bei Erdgasspeichern. Umgerechnet auf kW und kWh ergeben sich Kosten von 0,37 €/kWh Kapazität und 62,52 €/kW Ein- und Ausspeicherleistung. Das Verhältnis k von Leistung zu Kapazität beträgt für den obigen niedersächsischen generischen Untertagespeicher $k = 9,24 \cdot 10^{-4}$. Aus diesem Verhältnis und den zuvor genannten spezifischen Kosten für Speicherkapazität und Ein- und Ausspeicherleistung ergeben sich für den Wasserstoffspeicher Kosten von 0,43 €/kWh. Diese Daten sind in Tabelle 6-2 zusammengefasst.

Tabelle 6-2: Parameter eines generischen Wasserstoffspeichers.

	Wasserstoffkaverne [NOW 2014]	Generischer Speichermix für Niedersachsen
Speicherkapazitätskosten [€/kWh]	0,37	0,37
Speicherleistungskosten [€/kW]	62,52	62,52
Verhältnis Ausspeicherleistung zu Kapazität [h ⁻¹]	$3,38 \cdot 10^{-3}$	$9,24 \cdot 10^{-4}$
Gesamtkosten [€/kWh]	0,58	0,43

Die angenommene Lebensdauer der H₂-Speicher beträgt 50 a. Das Potential zum Bau von Untergrundspeichern in Niedersachsen stellt keine Einschränkungen für das Energiesystem dar. Wir verwenden 44,8 TWh als obere Grenze, die aber nicht erreicht wird.

6.4 Thermischer Pufferspeicher (TB)

Bei einem Überangebot kann Niedertemperaturwärme in einem thermischen Pufferspeicher (TB) gespeichert werden. Die heute installierte Kapazität beträgt 10,4 GWh. Sie ergibt sich aus der typischen Speichergröße pro installierter Leistung Solarthermie. Der Pufferspeicher ist ein Warmwasserspeicher, wie er in vielen Heizungssystemen zum Einsatz kommt. Die minimale und maximale Speichertemperatur betragen $T_{min} = 16^\circ \text{C}$ und $T_{max} = 95^\circ \text{C}$. Das Verhältnis von Speicherleistung zu Speichereinheit beträgt $k = 1/(10 \text{ h})$. Der Ladegrad wird über die Wassertemperatur im Speicher modelliert. Eine Ein- oder Ausspeicherung benötigt eine Temperaturdifferenz von $\Delta T_{TB,in} = \Delta T_{TB,out} = 5^\circ \text{C}$. Die Be- und Entladeeffizienz wird als energetisch verlustfrei angenommen. Wird der Speicher vom Kollektor beladen, dann geschieht der Rücklauf auf der Speichertemperatur T_{TB} , welche vom Ladezustand abhängt. Der den Wirkungsgrad des Kollektors (s. Gleichung (4-6) in Kapitel 4.3 auf S. 18) bestimmende Parameter ist

$$x(t) = (T_{TB}(t) + (\Delta T_{col} + \Delta T_{TB,in})/2 - T_a(t)) / G(t) \quad (6-6)$$

Die Verluste für das Halten der Energie im Speicher haben eine Zeitkonstante von 597 h, das sind ca. 3,5 Wochen. Die Kosten für den Speicher betragen 17,14 €/kWh in 2018 und 10,58 €/kWh in 2050. Die Lebensdauer des Speichers beträgt 25 Jahre.

7 Modellannahmen für verbrauchernahe Komponenten

Die Verbraucher der Konsumenten wandeln Endenergie zu Nutzenergie. Diese Verbraucher der Konsumenten sind also auch Wandler. Sie sollen hier aber von den Wandlern zur Bereitstellung der Endenergie unterschieden werden und werden daher Verbraucher genannt.

Wenn in den nachstehenden Absätzen dieses Kapitels keine Angaben zu den Anschaffungskosten der Komponenten gemacht sind, dann werden diese Anschaffungskosten in der Kostenminimierung nicht berücksichtigt. Wir nehmen dann implizit an, dass sich die Kosten der miteinander konkurrierenden Technologien (z.B. Wasserstoffofen vs. Erdgasofen) nur gering unterscheiden und der jeweilige Endenergieträger (Wasserstoff oder Gas) für die Wahl einer Technologie ausschlaggebend ist. Die Installations- sowie Betriebs- und Wartungskosten der Wandler gehen also in der Regel nicht in die Simulation mit ein.

7.1 Wasserstoff-Ofen für Niedertemperaturwärme (H2Heat)

Bei der Verbrennung von Wasserstoff zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme werden wie beim konventionellen Erdgasboiler 85 % Effizienz und 20 Jahre Lebensdauer angenommen. Wir nehmen die gleichen Anschaffungs- und Betriebskosten wie beim Erdgasboiler (CT) an, um die Heizwärme durch H₂-Verbrennung nicht gegenüber der Heizwärme aus dem Erdgasboiler zu bevorzugen.

7.2 Erdgas für die Grundstoffindustrie (ChemNGConv)

Der Verbrauch von Grundstoffen in der Industrie ist in Erdgasäquivalenten angegeben. Dementsprechend kann Erdgas mit einer Effizienz von 100 % Prozent eingesetzt werden

7.3 Wasserstoff für die Grundstoffindustrie (ChemH2Conv)

Wird der Grundstoffbedarf über Wasserstoff gedeckt, fallen im Gegensatz zu Erdgas noch Umwandlungsverluste an. Daher beträgt die Effizienz nur 70 %.

7.4 Erdgas-Ofen für Prozesswärme (HTNGOven)

Für die Effizienz der Wandlung von Erdgas zu Prozesswärme werden 85 % angenommen. Die Lebensdauer liegt bei 20 Jahren. Erdgasöfen können höchstens 91% des Bedarfes decken, weil wenigstens 9% durch Elektroöfen dargestellt werden müssen.

7.5 Elektro-Ofen für Prozesswärme (HTEOven)

Für die Effizienz der Wandlung von Strom zu Prozesswärme werden 95 % angenommen. Die Lebensdauer liegt bei 20 Jahren. Wir nehmen ferner an, dass 9% der Hochtemperaturwärme dauerhaft elektrisch erzeugt werden müssen.

7.6 Wasserstoff-Ofen für Prozesswärme (HTH2Oven)

Für die Effizienz der Wandlung von Wasserstoff zu Prozesswärme werden ebenfalls 85 % angenommen. Die Lebensdauer liegt bei 20 Jahren. Auch die mit Wasserstoff betriebenen Öfen können aus dem oben genannten Grund höchstens 91% des Bedarfes decken.

7.7 Batterie-elektrischer Verkehr (VBEV)

Alle betrachteten Fahrzeugklassen haben physikalische Effizienzen η_j , die für batterieelektrische Fahrzeuge ($j = \text{BEV}$), Brennstoffzellen-Fahrzeuge ($j = \text{BZ}$) und fossile Verbrennerfahrzeuge ($j = \text{FLF}$) verschieden sind. Zur Berechnung der Effizienz nutzen wir Werte des Tanktot-Wheel-Konzepts nach [Ramach 2015, S. 3318 & 3322, Tabelle 2]. Dieser gibt einen spezifischen Verbrauch W_j in l-Gas-Äquivalenten/100 km von 1,38 für BEVs, 2,21 für BZ und 5,1 für Benziner bzw. 3,9 für Diesel an. In Tabelle 6 nach Ramach sind weiterhin Wirkungsgrade der Einzelbestandteile eines BEVs angegeben, die sich insgesamt zu einem Wirkungsgrad des BEVs von

$$\eta_{\text{BEV}} = \eta_{\text{Batterie}} \eta_{\text{Inverter}} \eta_{\text{Motor}} \eta_{\text{Getriebe}} = 0,832 \quad (7-1)$$

multiplizieren. Die Wirkungsgrade werden als über die Zeit unveränderlich angenommen. Die Lebensdauer beträgt gemäß [DENA 2017] 13,9 Jahre. Den Annahmen aus Abschnitt 8.5 auf S. 49 folgend ist der Anteil möglicher elektrischer Verkehrsleistung an der Gesamtverkehrsleistung auf 85 % beschränkt.

7.8 Brennstoffzellen-getriebener Verkehr (VBZ)

Mit dem im vorigen Abschnitt dargelegten Vorgehen ergibt sich für Brennstoffzellen-Fahrzeuge der Wirkungsgrad [Ramach 2015, S. 3318 & 3322, Tabelle 2]

$$\eta_{\text{BZ}} = \eta_{\text{BEV}} \frac{W_{\text{BEV}}}{W_{\text{BZ}}} = 0,520 \quad (7-2)$$

Die Lebensdauer wird wie beim Verbrenner mit 13,9 Jahren angenommen.

7.9 Verkehr mit fossilen flüssigen Brennstoffen (VFLV)

Die Wirkungsgrade für Benzin- und Dieselfahrzeuge ergeben sich nach [Ramach 2015, S. 3318 & 3322, Tabelle 2] zu

$$\eta_{Benziner} = \eta_{BEV} \frac{W_{BEV}}{W_{Benziner}} = 0,225, \quad (7-3)$$

und

$$\eta_{Diesel} = \eta_{BEV} \frac{W_{BEV}}{W_{Diesel}} = 0,294. \quad (7-4)$$

Die Lebensdauer beträgt 13,9 Jahre [DENA 2017]. Die Wirkungsgrade der verschiedenen Fahrzeugtypen sind in Tabelle 7-1 zusammengefasst.

Tabelle 7-1: Physikalische Effizienzen des Straßenverkehrs in den Jahre 2018 und 2050. Werte für 2018 nach [Ramach 2015, S. 3318 & 3322 und darin Tabelle 2]

	2018	2050
Batterieelektrisches Fahrzeug η_{BEV}	0,832	0,832
Brennstoffzellen Fahrzeug η_{BZ}	0,520	0,520
Fossile Verbrennungs-Fahrzeug η_{FLV}	0,247	0,247

8 Modellannahmen für die Energie- und Grundstoffbedarfe

8.1 Elektrizität für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK)

Tabelle K2 zeigt die Endenergie-Stromverbräuche für die Anwendungen Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte. Dafür extrahieren wir aus den Energiebilanzen der Bundesländer des Jahres 2017, die von [LAK EB 2020] veröffentlicht werden, den Endenergieverbrauch pro Sektor und verteilen ihn nach Tabelle 8-1 sektorspezifisch auf die Anwendungsgebiete. Eine Umrechnung in Nutzenergie ist an dieser Stelle weder erforderlich noch sinnvoll, da bei den klassischen Stromanwendungen keine Konkurrenz mit alternativen Energieträgern besteht.

Tabelle 8-1: Anteile des Stromverbrauchs pro Sektor für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) in Deutschland im Jahr 2017 nach [AGEB 2019, S. 1.1, 2.1, 3.1]. Beispiel für das Lesen der Tabelle: 3,5% des gesamten Stromverbrauchs der Haushalte wird für Kraft verwendet

	Mechanische Energie (Kraft)	Licht	IKT	Kälte
Haushalte	3,5%	8%	16,7%	23,2%
GHD	26,2%	32,5%	17%	11,1%
Industrie	67,5%	4%	4%	6,7%

Nach [RT 2016, Anhang E, Seite 13] nehmen wir eine Reduktion des Endenergiebedarfs im Jahr 2050 an, der auf eine gesteigerte Prozesseffizienz zurückzuführen ist. Aufgrund der im Vergleich zu [RT 2016] aktualisierten Datenbasis verringert sich der Bedarf nicht um 27%, sondern lediglich um 24,9% (siehe Tabelle 8-2). Für die Jahre zwischen 2018 und 2050 nehmen wir linear interpolierte Endenergiebedarfe an.

Tabelle 8-2: Jährliche Endenergie für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) in Niedersachsen.

	2018	2050	2050 solidarisch ($sf = 1,382$)
Endenergie KLIK Q_{KLIK}	39,30 TWh	25,66 TWh	35,46 TWh

Die Jahresverläufe wurden soweit möglich anhand von realen Daten erstellt. Für Haushalte haben wir Messungen aus England [Stokes 2005, S. 65 ff.] mit dem Wochentag, der Außentemperatur, Geräteprofilen und durchschnittlichen Aktivitätsprofilen aus Zeitbudgeterhebungen [Gersh 2013] korreliert. Dafür verwenden wir neuronale Netze, die wir auf die englischen Daten trainieren. Indem wir anschließend deutsche Aktivitätsprofile und

Wetterdaten für Niedersachsen aus den Jahren 2011 bis 2014 verwenden, können wir das englische Profil auf Niedersachsen übertragen und lokale Gegebenheiten berücksichtigen [Schlem 2020, unveröffentlicht].

Für den GHD-Sektor verwenden wir ebenfalls Profile auf Basis von englischen Messungen [OFGEM 2012, S. 18 ff.]. Diese haben einzelne Profile für Subsektoren wie den Einzelhandel oder Krankenhäuser identifiziert, die wir mit den jährlichen deutschen Stromverbräuchen der Subsektoren nach [AGEB 2017, S. 19] skalieren und so zu einem Profil für den gesamten Sektor zusammensetzen. Ähnlich wie beim Haushaltsprofil berücksichtigen wir auch hier eine Abhängigkeit vom Wochentag, wohingegen wir den Einfluss der Außentemperatur durch feste jahreszeitliche Korrekturen ersetzen.

Für das zeitliche Profil des Industriesektors verwenden wir einen Vorschlag des Reiner Lemoine Instituts (RLI) [OEMOF 2019a], da Messungen nicht verfügbar sind und die Zeitprofile für verschiedene Unternehmen auch sehr unterschiedlich sein werden. Das RLI verwendet ein Stufenprofil, welches unter der Woche von 7 bis 24 Uhr eine Maximallast zeigt die nachts und am Wochenende um 20 bzw. 40 % absenkt ist. Dies bildet ab, dass einige Unternehmen durchgängig im Schichtbetrieb produzieren, andere jedoch außerhalb der regulären Arbeitszeiten ihre Produktion und damit auch ihren Energieverbrauch absenken. Die Modulationstiefe des Gesamtprofils beträgt etwa 40% und der Stromverbrauch am Wochenende ist um etwa 25% reduziert.

Das zeitliche Elektrizitäts-Bedarfsprofil wird sektorspezifisch aus verschiedenen Quellen zusammengesetzt und ist für alle Sektoren zusammen und für eine Woche in Abbildung 8-1 gezeigt. Abbildung 8-2 zeigt den Jahresgang des Bedarfsprofiles.

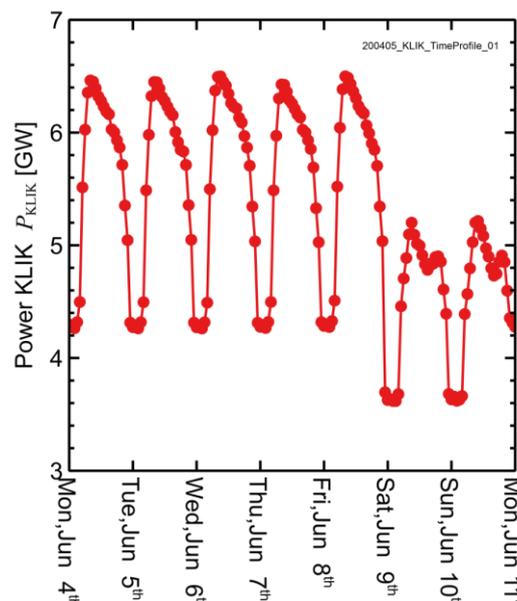


Abbildung 8-1: Synthetisches Profil der elektrischen Leistung Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) einer Sommerwoche in 2018 mit stündlicher Auflösung.

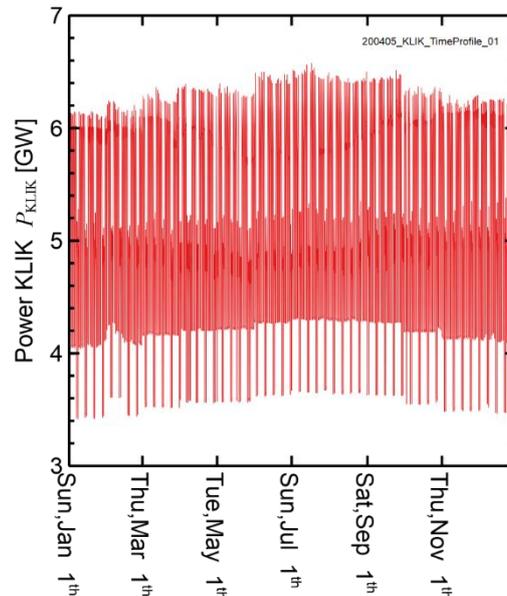


Abbildung 8-2: Synthetisches Profil der elektrischen Leistung Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) im Jahr 2018 mit stündlicher Auflösung.

8.2 Prozesswärme (PH)

Tabelle 8-5 zeigt die Nutzenergie-Verbräuche für Prozesswärme (Abkürzung PH steht für „process heat“). Dafür extrahieren wir analog zu KLIK aus den Energiebilanzen der Bundesländer des Jahres 2017 den Endenergieverbrauch pro Sektor und weisen nach Tabelle 8-3 sektorspezifisch die Anteile des Verbrauchs pro Energieträger der Prozesswärme zu.

Tabelle 8-3: Anteile des Endenergieverbrauchs pro Sektor und Energieträger für Prozesswärme in Deutschland im Jahr 2017 nach [AGEB 2019, S. 1.1, 2.1, 3.1]. Beispiel für das Lesen der Tabelle: 30% des gesamten Stromverbrauchs und 0,4% des gesamten Gasverbrauchs der Haushalte wird für Prozesswärme verwendet.

	Öl	Gas	Strom	Nah- /Fernwärme	Kohle	Erneuerbare
Haushalte	0%	0,4%	30%	0%	0%	0%
GHD	4,3%	9,9%	5%	14,3%	0%	9,3%
Industrie	84,6%	86,8%	17,2%	88,6%	97,6%	82%

Der Nutzenergiebedarf ergibt sich aus der Multiplikation der Endenergie mit Wirkungsgraden der entsprechenden Wandlungstechnologien und ist in Tabelle 8-4 dargestellt. Da die Prozesswärmeerzeugung sehr heterogen ist nehmen wir hier mit Ausnahme der Fernwärme einen Wirkungsgrad von 85% an. Für die Fernwärme ist in den Energiebilanzen explizit ein Fackel- und Leitungsverlust angegeben, sodass die Verluste an anderer Stelle abgerechnet werden und wir hier 100% Wirkungsgrad annehmen.

Tabelle 8-4: Umrechnung von End- in Nutzenergie für Prozesswärme für Niedersachsen.

	Endenergie 2018	Wirkungsgrad Wandler	Nutzenergie 2018
Öl	2,72 TWh	85%	2,31 TWh
Gas	25,32 TWh	85%	21,52 TWh
Strom	8,95 TWh	85%	7,61 TWh
Nah-/Fernwärme	4,84 TWh	100%	4,84 TWh
Kohle	9,75 TWh	85%	8,28 TWh
Erneuerbare	2,29 TWh	85%	1,94 TWh
Summe			46,50 TWh

Für die zukünftige Entwicklung nehmen wir nach [RT 2016, Anhang E, Seite 14] im Haushaltssektor eine um 10% und in der Industrie und GHD eine um 20% gesteigerte Prozesseffizienz an.¹ Daraus ergeben sich im Jahr 2050 90% des heutigen Nutzenergiebedarfs im Haushaltssektor und 80% in GHD und Industrie. Für die Jahre zwischen 2018 und 2050 nehmen wir linear interpolierte Nutzenergien an wie sie in Tabelle 8-5 aufgeführt sind.

Tabelle 8-5: Jährliche Nutzenergie für Hochtemperatur-Prozesswärme (Q_{Proch}) in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Eigene Berechnungen mit Werten aus Tabelle 8-4 und [ERNES 2020, _S.xlsx, 4. Verbrauch Zelle 102.]

	2018	2050	2050 solidarisch ($sf = 1,382$)
Nutzenergie Q_{Proch}	46,50 TWh	32,60 TWh	45,05 TWh

Das zeitliche Profil für die Prozesswärme in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie bestimmen wir über die gleiche Methodik wie für KLIK, die in 8.1 ausführlich beschrieben ist. Die Abbildung 8-3 zeigen das resultierende Profil jeweils für a) eine Woche und b) für ein Jahr.

¹ Abweichend dazu gehen wir von einem gleichbleibenden Prozesswärmeverbrauch/Einwohner aus, da dies in neueren Versionen und Szenarien der Software 100prosim angenommen wurde [ERNES 2020, _S.xlsx, 4. Verbrauch Zelle 102].

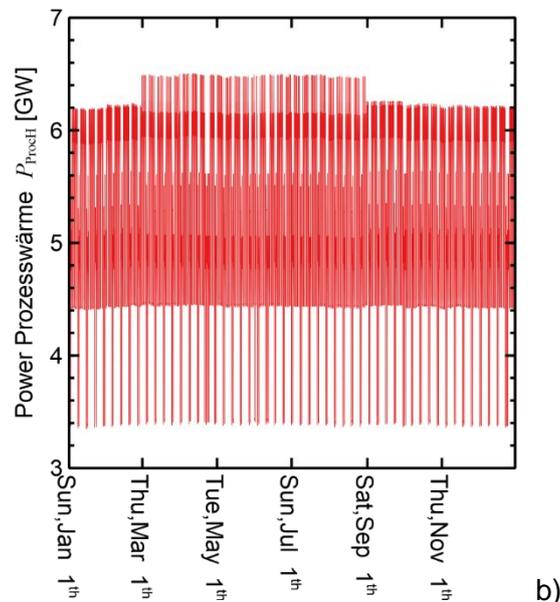
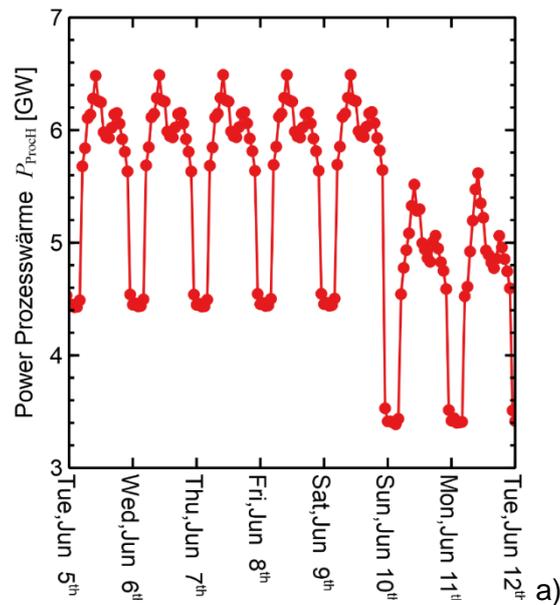


Abbildung 8-3: Synthetisches Profil der Prozesswärme-Leistung mit stündlicher Auflösung für a) eine Woche im Jahr 2018 und b) für das Jahr 2018.

8.3 Niedertemperaturwärme für Heizung und Warmwasser (LT)

Die Nutzenergie für Niedertemperaturwärme hat Beiträge aus dem Heizbedarf und dem Warmwasserverbrauch.

Nutzenergiebedarf für Warmwasser

Der Nutzenergiebedarf für Warmwasser ergibt sich aus den Endenergieverbräuchen [LAK EB 2020] zusammen mit einer Effizienz der fossilen Heizkessel von 85%, 100% für die Fernwärme (Begründung s. 8.2) und einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 2,89 (Berechnung s. 5.1) für 2018 zu 16,64 TWh. Die Bestandteile sind in Tabelle 8-6 dargestellt.

Tabelle 8-6: Umrechnung von End- in Nutzenergie für Warmwasser in Niedersachsen.

	Endenergie 2018	Wirkungsgrad Wandler	Nutzenergie 2018
Öl	1,98 TWh	85%	1,68 TWh
Gas	5,94 TWh	85%	5,05 TWh
Strom	2,55 TWh	289%	7,37 TWh
Nah-/Fernwärme	0,59 TWh	100%	0,59 TWh
Kohle	0,02 TWh	85%	0,02 TWh
Erneuerbare	1,16 TWh	85%	0,99 TWh
Summe			15,69 TWh

Wie in [RT 2016] nehmen wir für den Gesamtwarmwasserbedarf aufgrund einer zukünftig effizienteren Anlagentechnik eine mit den Jahren n lineare Bedarfsminderung von 20% bis zum Jahr 2050 an. Diese Reduktion liegt im Mittelfeld der Annahmen anderer Studien, die den Rahmen von keiner signifikanten Änderung des Warmwasserverbrauchs [BDI 2018] bis hin zu einer Reduktion um bis zu 40% [ESYS 2017] spannen. Es ergibt sich der Nutzwärmebedarf für 2050 wie er in Tabelle 8-7 eingetragen ist. Das zeitliche Profil des Warmwasserbedarfs wird als flach angenommen.

Tabelle 8-7: Nutzenergie für Warmwasser in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Die Bedarfe für das Jahr n werden mit der Gleichungen (8-2) berechnet.

	2018	2050
Trinkwarmwasser Q_{ww}	15,69 TWh	10,89 TWh

Nutzenergiebedarf für Raumwärme

Der Nutzenergiebedarf für Raumwärme ergibt sich analog zum Warmwasser aus den Endenergien und einer Effizienz der fossilen Heizkessel von 85%, 100% für die Fernwärme (Begründung s. 8.2) und einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 2,63 (Berechnung s. 5.1) für 2018 zu 70,09 TWh. Die im Vergleich zum Warmwasser andere Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe rührt daher, dass wir diese aus dem zeitlichen Profil der Anwendungsgebiete berechnen. Da der Raumwärmebedarf bei kälteren Temperaturen steigt und der COP der Wärmepumpe dann niedriger ist, ist die Jahresarbeitszahl reduziert. Die Raumwärme ist in Tabelle 8-8: Umrechnung von End- in Nutzenergie für Raumwärme in Niedersachsen in 2018. dargestellt.

Tabelle 8-8: Umrechnung von End- in Nutzenergie für Raumwärme in Niedersachsen in 2018.

	Endenergie 2018	Wirkungsgrad Wandler	Nutzenergie 2018
Öl	17,85 TWh	85%	15,17 TWh
Gas	37,38 TWh	85%	31,78 TWh
Strom	1,62 TWh	263%	4,26 TWh
Nah-/Fernwärme	7,50 TWh	100%	7,50 TWh
Kohle	0,87 TWh	85%	0,74 TWh
Erneuerbare	7,20 TWh	85%	6,12 TWh
Summe			65,57 TWh

Der Heizwärmebedarf der Folgejahre ergibt sich aus der angenommenen Sanierungsrate r . Diese liegen derzeit bei etwa 1% im Jahr. Um die Klimaziele, die sich Deutschland gesetzt hat, zu erreichen, wird eine durchschnittliche Sanierungsquote von mindestens 1,4% bis 2,0% als nötig erachtet [ESYS 2017]. In [RT 2016] wurde eine Sanierungsquote von 2,6% angenommen, was nach unserer und auch nach Einschätzung befragter niedersächsischer Handwerksunternehmen in der Praxis voraussichtlich nicht erreicht werden wird. Wir gehen deshalb davon aus, dass die jährliche Vollsanierungsrate bis 2018 $r = 1\%$ beträgt und von 2019 bis 2030 linear auf dann $r = 2\%$ ansteigt, jeweils bezogen auf den Gebäudebestand im Bezugsjahr 2018. Ab dem Jahr 2030 verbleibt die Quote bei $r = 2\%$. Es ergibt sich ein Anteil unsanierter Gebäude der in Abbildung 8-4 dargestellt ist.

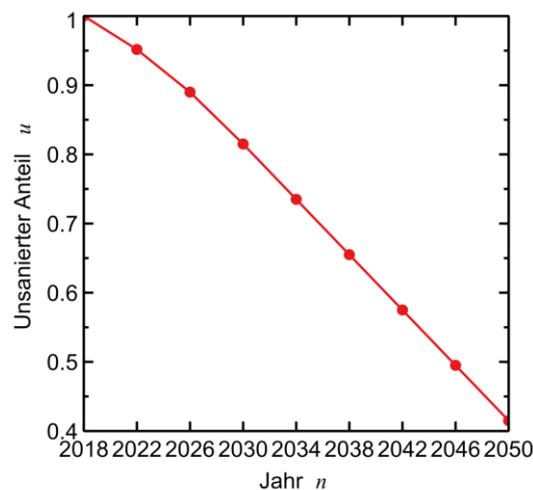


Abbildung 8-4: Anteil der unsanierten Bestandsgebäude für eine Sanierungsrate, die von 2018 bis 2030 linear von 1% auf 2% steigt und danach bei 2% verharrt, jeweils bezogen auf den Bestand im Jahr 2018.

Im Jahr 2050 ist unter diesen Annahmen der Anteil unsanierter Gebäude mit $u_{2050} = 41,5\%$ damit immer noch recht hoch. Wir rechnen von 2018 bis 2050 mit einer Steigerung der Neubauwohnfläche um $m_{2050} = 13,8\%$ bezogen auf die Wohnfläche in 2018 (s. Tabelle 8-9).

Tabelle 8-9: Annahme zum Anteil u unsanierter Bestandsgebäude in Niedersachsen, sowie zum Aufwuchs m durch Neubauten, jeweils bezogen auf Wohnfläche 2018.

	2018	2050
Anteil unsanierter Bestand u	100%	41,5%
Aufwuchs durch Neubauten m	0%	13,8%

Entscheidend für den Gesamtwärmeverbrauch ist neben der Sanierungsrate auch die durchschnittliche Bedarfsreduktion, die sich durch die Sanierung des Gebäudes erzielen lässt. Für unsanierte Gebäude nehmen wir einen spezifischen Heizwärmebedarf von $H_{Bestand}=124,8 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ an [RT 2016, Anhang D, S. 60, Zelle 767].

Für sanierte Gebäude sinkt der spezifische Heizenergiebedarf auf $60 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$. Dieser Wert, der auf eigenen Abschätzungen beruht [ISFH 2020], liegt etwa ein Drittel über dem in [RT 2016, Anhang D, S. 60, Zelle 770] angenommenen Bedarf. Andere Studien hingegen kommen auf Einsparungen von 50% durch energetische Sanierung [ESYS 2017] oder auf einen durchschnittlichen spezifische Heizenergiebedarf von $65 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ [BDI 2018].

Für die erwarteten Neubauten nehmen wir analog zu [RT 2016] einen aus dem Passivhausstandard abgeleiteten spezifischen Heizenergiebedarf von $15 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ an [RT 2016, Anhang D, S. 60, Absatz 771]. Tabelle 8-10 gibt einen Überblick über unsere Annahmen zum Energieverbrauch der Gebäude.

Tabelle 8-10: Nutzenergie für Heizung im Bestand, in sanierten Gebäuden und im Neubau.

	2018	2050
Unsanierete Wohnfläche $H_{Bestand}$	124,8 kWh/(m ² a)	124,8 kWh/(m ² a)
Unsanierete Wohnfläche $H_{saniert}$	60 kWh/(m ² a)	60 kWh/(m ² a)
Neugebaute Wohnfläche H_{Neubau}	15 kWh/(m ² a)	15 kWh/(m ² a)

Der Nutzenergiebedarf der Heizung für 2018 folgt [RT 2016]. Der Nutzwärmebedarf für Heizung im Jahr n ergibt sich aus unseren Annahmen zu

$$Q_{heating,n} = Q_{heating,2018} \frac{u_n H_{Bestand} + (1-u_n) H_{saniert} + m_n H_{Neubau}}{H_{Bestand}} \quad (8-1)$$

Damit ergeben sich für 2050 die in der dritten Spalte von Tabelle 8-11 eingetragenen Nutzenergie-Wärmebedarfe $Q_{heating}$.

Tabelle 8-11: Nutzenergie für Heizung und Warmwasser in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Die Bedarfe für das Jahr n werden mit den Gleichungen (8-2) und (8-3) berechnet.

	2018	Jahr n	2050
Raumwärme $Q_{heating}$	65,57 TWh	(8-1)	40,57 TWh

Das zeitliche Profil wird nach dem Standardlastprofil Gas berechnet. Dieses wird von Gasversorgern dazu verwendet, das zeitliche Profil von nicht leistungsgemessenen Kunden zu bestimmen. Implizit nehmen wir damit an, dass der Brennstoffbezug von Gaskesseln dem Nutzenergiebedarf mit weniger als einer Stunde Verschiebung folgt. Wir verwenden zur Modellierung die ursprüngliche Richtlinie des Bundesverbands der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft [BGW 2006] kombiniert mit Vorschlägen zur Verbesserung des Profils in extremen Temperaturbereichen der Nachfolgeorganisation Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [BDEW 2018]. Das Profil Q_h in stündlicher Auflösung ist

$$Q_h = h * F_h. \quad (8-2)$$

Dabei beschreibt h den Tagesenergieverbrauch und F_h gibt den Anteil jeder Stunde an. F_h ist abhängig von der Außentemperatur und der Uhrzeit und wir mischen Ein- und Mehrfamilienhäuser mit einem Anteil von jeweils 50% aus [BGW 2006, S. 71, 75]. Die Größe h berechnen wir nach [BDEW 2018, S. 53] zu

$$h = \left[\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\theta - \theta_0} \right)^C} + D \right] + \max(m_h * \theta + b_h, m_w * \theta + b_w) \quad (8-3)$$

mit $\theta_0 = 40^\circ\text{C}$. Der erste Teil der Gleichung ist die klassische Sigmoid-Funktion des BGW und der zweite Teil ist eine teilweise Linearisierung in extremen Temperaturbereichen, die dort die Genauigkeit der Gleichung verbessert. $A, B, C, D, m_h, b_h, m_w,$ und b_w ergeben sich aus dem Gebäudetyp und dem Windstandort [BDEW 2018, S. 53], wobei das Suffix h den Anteil der Heizung und das Suffix w den Anteil des Warmwassers beschreibt. Für den Windstandort nehmen wir in Anlehnung an [Ruhnau 2019, S. 4] an, dass Gebäude mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten über einer Grenze von 4,4 m/s in die BDEW-Klassifizierung mit erhöhtem Heizgasanteil fallen und Gebäude unterhalb der Grenze mit erhöhtem Kochgasanteil klassifiziert werden. θ ist die gewichtete Durchschnittstemperatur der letzten drei Tage und ist definiert als

$$\theta = \frac{\theta_D + 0.5 * \theta_{D-1} + 0.25 * \theta_{D-2} + 0.125 * \theta_{D-3}}{1 + 0.5 + 0.25 + 0.125} \quad (8-4)$$

wobei θ_{D-x} die durchschnittliche Außentemperatur x Tage zuvor ist. Daraus berechnen wir ein kombiniertes Profil für Raumwärme und Warmwasser. In [BDEW 2018, S. 165, 166] wird das Warmwasserprofil über den temperaturunabhängigen Parameter D des sigmoiden Teils der Gleichung und dem Anteil des Warmwassers an der linearen Gleichung beschrieben. Da der lineare Warmwasseranteil nur bei Temperaturen über 15°C größer ist als der lineare Raumwärmeanteil ergibt sich der tägliche Warmwasserverbrauch zu

$$h_w = D + m_w * \max(\theta, 15^\circ\text{C}) + b_w. \quad (8-5)$$

Wir nehmen an, dass die Stundenwerte des Warmwassers F_h denen des Gesamtprofils bei hohen Temperaturen nahekommen und benutzen daher die Werte des Gesamtprofils der höchsten Temperaturstufe $\geq 25^\circ\text{C}$ als Werte für F_h . Das zeitliche Profil des

Heizwärmebedarfs berechnet sich aus der Differenz des gesamten Standardlastprofils Gas und dem Warmwasseranteil. Dieses ist in den Abbildung 8-5 und Abbildung 8-6 für eine Woche und ein Jahr dargestellt.

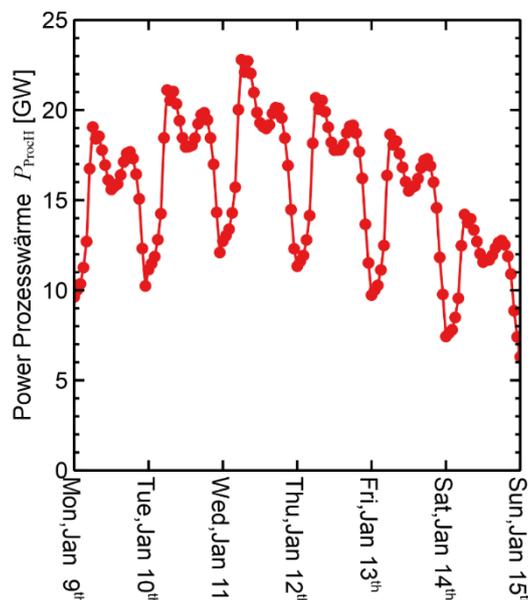


Abbildung 8-5: Synthetisches Profil der Nutzenergie für warmes Wasser in einer Winterwoche in 2018 mit stündlicher Auflösung.

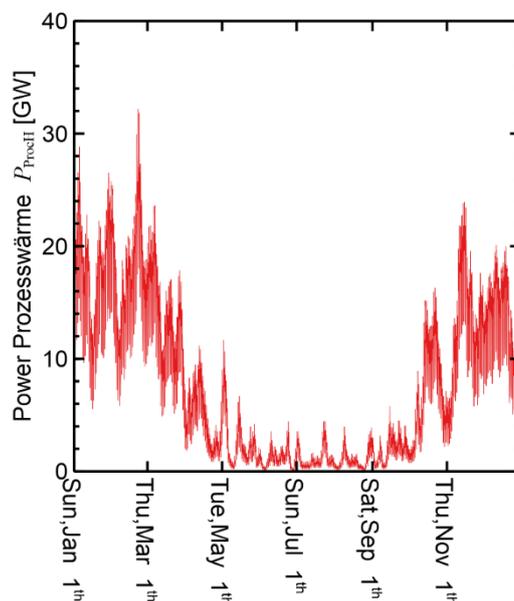


Abbildung 8-6: Synthetisches Profil der Nutzenergie für warmes Wasser in im Jahr 2018 mit stündlicher Auflösung.

Gesamter Niedertemperatur-Wärmebedarf

In Summe mit Q_{ww} ergibt sich der in Tabelle 8-12 gezeigte gesamte Nutzenergiebedarf an Niedertemperaturwärme Q_{LT} .

Tabelle 8-12: Nutzenergie für Heizung und Warmwasser in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Die Bedarfe für das Jahr n werden mit den Gleichungen (8-1) berechnet oder linear zwischen 2018 und 2050 interpoliert.

	2018	2050	2050 solidarisch ($sf = 1,382$)
Raumwärme $Q_{heating}$	65,57 TWh	40,57 TWh	56,07 TWh
Trinkwarmwasser Q_{ww}	15,69 TWh	10,89 TWh	15,05 TWh
Niedrigtemperaturwärme Q_{LT}	81,26 TWh	51,46 TWh	71,12 TWh

8.4 Chemische Grundstoffe und Treibstoffe für Schiffs- und Flugverkehr (CG)

Nach [RT 2016] wird der nichtenergetische Verbrauch von petrochemischen Erzeugnissen zum Grundstoffbedarf der Industrie gerechnet.

Chemische Grundstoffe

Zur Vereinfachung werden in unserem Modell die verschiedenen petrochemischen Grundstoffe in einem äquivalenten Bedarf an Methan zusammengefasst, der entweder durch fossiles Erdgas oder durch über Elektrolyse von Wasser und Weiterkonversion hergestelltes synthetisches Gas gedeckt werden kann. Gemäß dem ansteigenden Solidaritätsfaktor und abweichend zu [RT 2016] gehen wir davon aus, dass Niedersachsen im Jahr 2018 den Anteil $f_{E,Nds}$ und im Jahr 2050 den Anteil $f_{A,Nds}$ des bundesdeutschen Grundstoffbedarfs bereitstellt. Wie in [RT 2016] berücksichtigen wir alleine synthetisches Methan und gehen davon aus, dass der Grundstoffbedarf durch technische Weiterentwicklung der Produktion und effizientere Nutzung der Produkte von 26,2 TWh in 2018 auf 14,1 TWh in 2050 gesenkt werden kann. Der Mehrbedarf im Jahr 2050 gegenüber [RT 2016] ergibt sich aus den aktualisierten Annahmen für die Bevölkerungsentwicklung in den Jahren 2018 bis 2050². Die Werte sind in der ersten Zeile der Tabelle 8-13 aufgeführt.

Treibstoffe für den Flugverkehr

Ein weiterer Bedarf an kohlenstoffbasierten Energieträgern resultiert aus dem Flug- und Schiffsverkehr. Für den Luftverkehr wird wie in [RT 2016] und [HC 2017] davon ausgegangen, dass sich dieser weder elektrifizieren noch in nennenswertem Umfang auf Brennstoffzellen umrüsten lässt. Wie in [RT 2016] gehen wir von verbesserten Antrieben im Flugverkehr aus. Die verbesserte Antriebseffizienz $\eta_{Antrieb,Flug,2050}$ wird mit einem verbleibenden Energieverbrauch von 71,9% in 2050 bezogen auf 2012 quantifiziert, was einer Effizienzsteigerung von 0,86% pro Jahr entspricht. Gegenüber 2018 ergibt sich für 2050 ein Effizienzfaktor von $f_{Flug,Pers,BMVI,2050} = 76\%$. Abweichend von [RT 2016] nehmen wir allerdings eine sich in der Zukunft verändernde Nachfrage im Flugverkehr an, die sich an der vorhergesagten Zunahme für Personen-Flugverkehr (in Pkm) nach dem Bundesverkehrswegeplan 2030 [BMVi 2016] orientiert, den wir bis 2050 extrapolieren. Dieser sieht einen Zuwachs um 64,8% zwischen 2010 und 2030 vor, was einem jährlichen

² Dabei muss berücksichtigt werden, dass 14,1 TWh dem Anteil $f_{B,Nds}$ entspricht, wodurch der gezeigte Wert kleiner ist als in [RT 2016], welches $f_{A,Nds}$ zugrundelegt.

Zuwachs von 2,52% und damit einem Zuwachs zwischen 2018 und 2050 $f_{Flug,Pers,BMVI,2050}$ auf 222% entsprechen würde, wobei dies einen Rückgang der Bevölkerung $f_{pop,BMVI,2050}$ auf 96% des heutigen Werts beinhaltet. Durch Multiplikation mit dem verbesserten Antrieb ergibt sich für den Personen-Flugverkehr ein gegenüber heute um 69,8% höherer Energieverbrauch. Für den Flug-Güterverkehr nehmen wir der Einfachheit halber dieselben Wachstumsparameter wie für den Personenverkehr an. Zusammengefasst berechnen wir die Entwicklung der Nachfrage nach Flugverkehr $f_{Flug,2050}$ nach

$$f_{Flug,2050} = f_{Flug,Pers,BMVI,2050} \cdot \frac{f_{Antrieb,Flug,2050}}{f_{pop,BMVI,2050}} = 175,4\% \quad (8-6)$$

Die beschriebene Entwicklung der Nachfrage nach Flugverkehr beziehen wir auf den deutschlandweiten Bedarf aus [BMVI 2018] und wenden, wie bei allen Verbräuchen, wieder das Solidaritätsprinzip an.

Treibstoffe für den Schiffsverkehr

Auch für den Schiffsverkehr nehmen wir an, dass er sich nicht elektrifizieren lässt [HC 2017] und folglich weiterhin kohlenstoffbasierte chemische Energieträger verwendet werden. Die Verkehrsleistung im Schiffsverkehr nimmt analog zum Güterverkehr an Land jährlich um 0,62% zu. Als Ausgangswert für den Verbrauch 2018 verwenden wir den deutschlandweiten Bedarf aus [BMVI 2018] und wenden wieder das Solidaritätsprinzip an. Wir berücksichtigen sowohl den Binnen- als auch den Seeschiffsverkehr.

Das zeitliche Profil der Grund- und Treibstoffherstellung wird mangels besseren Wissens als zeitlich konstant angenommen.

Tabelle 8-13: Nutzenergie der verschiedenen Bereiche der chemischen Grundstoffindustrie, die zu einem Gesamtbedarf Q_{Petro} zusammengefasst werden.

	2018	2050	2050 solidarisch (sf = 1,382)
Nichtenergetische Nutzung Q_{Chem}	26,2 TWh	14,1 TWh	19,5 TWh
Endenergiebedarf Flugverkehr Q_F	12,6 TWh	19,4 TWh	26,8 TWh
Endenergiebedarf Schiffsverkehr Q_S	3,2 TWh	4,8 TWh	6,7 TWh
Gesamtbedarf C-bas. Energieträger Q_{Petro}	42,0 TWh	38,3 TWh	53,0 TWh

8.5 Verkehr auf Straße und Schiene (V)

Als Ausgangswerte für die Szenarientwicklung dienen die in [BMVI 2018] genannten Endenergiewerte EE_i für den Verkehr in Deutschland. Diese sind nachstehend in der zweiten Spalte von Tabelle 8-14 für den Verkehr auf dem Boden, also ohne Schifffahrt und Flugverkehr, aufgelistet. Wir betrachten vier Verkehrsarten i : Personen- und Güterverkehr, jeweils auf der Straße und auf der Schiene.

Tabelle 8-14: Endenergiebedarf und Verkehrsleistung für den bodengebundenen Verkehr in Deutschland im Jahr 2018 nach [BMVI 2018] und hier S. 219, S. 241 und S. 303.

2018	Endenergie EE_i	Verkehrsleistung VL_i
Straße- Personenverkehr	434,4 TWh	1031,8 Mrd Pkm
Schiene- Personenverkehr	10,7 TWh	95,8 Mrd Pkm
Straße- Güterverkehr	193,9 TWh	491 Mrd tkm/TWh
Schiene- Güterverkehr	4,8 TWh	129,9 Mrd tkm/TWh

Verkehrsleistungseffizienzen

Die Gesellschaft benötigt derzeit für jede Verkehrsart eine gewisse Verkehrsleistung VL_i , die üblicherweise für Personenverkehr in Personen-Kilometern (Pkm) und für Güterverkehr in Tonnen-Kilometern (tkm) angegeben wird. Diese ist in der dritten Spalte von Tabelle 8-14 angegeben. Die erbrachten Verkehrsleistungseffizienzen

$$VLE_i = VL_i / EE_i \quad (8-7)$$

der verschiedenen Verkehrsarten sind unterschiedlich. Diese sind in der zweiten Spalte der Tabelle 8-15 angegeben. Man erkennt z.B., dass der Schienen-Personenverkehr etwa 4-mal und der Schienen-Güterverkehr etwa 10-mal effizienter ist als der jeweils entsprechende Straßenverkehr. Für den Personen- und den Güterverkehr werden diese Verkehrsleistungen vle_i in der dritten Spalte relativ zum Wert für den Straßenverkehr angegeben.

Tabelle 8-15: Nutzungseffizienzen ε_i des bodengebundenen Verkehrs in 2018 relativ zum Personenverkehr auf der Straße

	Verkehrsleistungs- effizienz VLE_i	Verkehrsleistungs- effizienz relativ zur Straße vle_i	Nutzungseffizienz ε_i
Straßen- Personenverkehr	2,37 Mrd Pkm/TWh	1	1
Schiene- Personenverkehr	8,91 Mrd Pkm/TWh	3,75	3,75
Straßen- Güterverkehr	2,53 Mrd tkm/TWh	1	1 x 0,29 / 0,25=1,16
Schiene- Güterverkehr	27,01 Mrd tkm/TWh	10,67	10,67 x 0,29 / 0,25=12,37

Verkehrsnutzungseffizienzen

In der Simulation betrachten wir Güter- und Personenverkehr nicht getrennt und erbringen alle Verkehrsleistungsäquivalente mit Personenverkehr, weil dieser heute den größten Anteil

am Endenergiebedarf für den Verkehr hat. Dafür sollen auch Güter- und Personenverkehr auf eine gemeinsame Skala bezogen werden. Zu diesem Zweck legen wir fest, dass kinetische Nutzenergie auf der Straße für den Gütertransport gleichwertig zu kinetischer Nutzenergie auf der Straße für den Transport von Personen ist. Wenn wir annehmen, dass PKWs typischerweise einen physikalischen Wirkungsgrad von $\eta_{FLF} = 25\%$ haben und Diesel-LKWs einen physikalischen Wirkungsgrad von $\eta_{LKW} = 29\%$ [Ramach 2015, Tabelle 2], dann ergeben sich die in der vierten Spalte von Tabelle 8-15 angegebenen Nutzungseffizienzen ε_i der verschiedenen Verkehrsarten. Diese Nutzungseffizienzen ε_i berücksichtigen sowohl die verschiedenen physikalischen Wirkungsgrade der vier Verkehrsarten i als auch die unterschiedliche Qualität von z.B. Schienen- und Straßentransport, wie sie unter anderem durch deren unterschiedliche Personenauslastung entstehen könnte.

Verkehrsleistungseffizienzen

Die so ermittelten Nutzungseffizienzen ε_i aus Tabelle 8-15 verbinden die Endenergieverbräuche mit den Verkehrsleistungsäquivalenten

$$VL\ddot{A}_i = EE_i \varepsilon_i. \quad (8-8)$$

Weil für PKWs $\varepsilon_{FLF} = 1$ ist, geben die $VL\ddot{A}_i$ die Endenergie eines äquivalenten Personen-Straßenverkehrs an, der insgesamt die gleiche Verkehrsleistung erbringen kann, dies aber energetisch weniger effizient tut, als ein Verkehr, der z.B. auch Schienenfahrzeuge verwendet.

Die insgesamt vom Energiesystem zu erbringenden Verkehrsleistungsäquivalente

$$VL\ddot{A} = \sum_i EE_i \cdot \varepsilon_i \quad (8-9)$$

folgen aus allen Endenergiebedarfen EE_i der betrachteten Verkehrsarten. Für Niedersachsen ergibt sich nach dem Solidaritätsprinzip, dass die benötigten Verkehrsleistungsäquivalente 13,38 % des Bundesbedarfes entsprechen. Dieser Wert ist in der zweiten Spalte von Tabelle 8-16 aufgeschlüsselt.

Verkehrsnutzleistungsäquivalente

Verkehrsleistungsäquivalente beziehen sich auf den Endenergiebedarf im Referenzjahr, für den die Aufteilung auf die Verkehrsarten, der sogenannte Modalsplit, nach Tabelle 8-14 bekannt ist. In Grafiken, welche Nutzenergien zeigen, ist die Auftragung von Verkehrsleistungsäquivalenten nicht sinnvoll, weil diese von den Wirkungsgraden der Fahrzeuge im Referenzjahr $n = 2018$ abhängen. In solche Grafiken sollten daher die Nutzleistungsäquivalente

$$NL\ddot{A} = \eta_{FLF,2018} \sum_i EE_i \cdot \varepsilon_i \quad (8-10)$$

aufgetragen werden, die sich auf Referenz-Verkehrsart, hier Straßen-Personenverkehr, beziehen. Die Nutzleistungsäquivalente $NL\ddot{A}$ sind für den gesamten bodengebundenen Verkehr in der letzten Zeile von Tabelle 8-16 angegeben.

Zukünftige Verkehrsleistungsäquivalente

Gemäß des Verkehrswegeplans 2030 [BMVi 2016], den wir bis 2050 extrapolieren, wird von einer steigenden Verkehrsleistung am Boden für Personenindividualverkehr auf der Straße ausgegangen mit einer jährlichen Steigerung um 0,46%. Das ergibt für 2050 eine Verkehrsleistung von $(1+0,46\%)^{32} = 115,31\%$ des Ausgangswerts und beinhaltet bereits einen Rückgang der Bevölkerung in 2050 auf 96% des heutigen Werts. Dies korrigieren wir ebenso für alle folgenden Verkehrsleistungsentwicklungen mit unseren eigenen Annahmen einer auf 96,7% des heutigen Werts sinkenden Bevölkerung. Der Personenverkehr auf der Schiene steigt jährlich um 0,88% (also für 2050 $(1+0,88\%)^{32} = 132,4\%$ des Ausgangswerts). Für den Güterverkehr auf der Straße wird eine jährlich um 1,66% steigende Verkehrsleistung (also für 2050 $(1+1,66\%)^{32} = 169,2\%$ des Ausgangswerts) angenommen und für den Güterverkehr auf der Schiene eine jährlich um 1,80% steigende Verkehrsleistung (also für 2050 $(1+1,80\%)^{32} = 176,9\%$ des Ausgangswerts). Daraus ergeben sich die in Tabelle 8-16 in der dritten Spalte eingetragenen Werte.

Tabelle 8-16: Verkehrsleistungsäquivalente $VL\ddot{A}_{i,n}$ im Jahr n in Niedersachsen für 2018 und 2050 und Nutzleistungsäquivalente $NL\ddot{A}_n = \eta_{FL,n} VL\ddot{A}_n$ ohne Solidaritätsfaktor. Für 2050 sind die Werte auch mit Solidaritätsfaktor angegeben.

	2018	2050	2050 solidarisch (sf = 1,382)
Verkehrsleistungsäquivalente allen Verkehrs am Boden $VL\ddot{A}$	80,93 TWh	100,3 TWh	138,6 TWh
Nutzleistungsäquivalente allen Verkehrs am Boden $NL\ddot{A}$	20,23 TWh	25,08 TWh	34,66 TWh

Modalsplit-Faktor

Für jedes Jahr n führen die verschiedenen Verkehrsarten zu einem Modalsplit-Faktor $\varepsilon_{ModalSplit}$ welcher durch die Gleichung

$$\sum_i \varepsilon_i EE_{i,n} = \varepsilon_{ModalSplit,n} \cdot \sum_i EE_{i,n} \quad (8-11)$$

definiert sei. Für einen Verkehr, der nur aus Straßenverkehr bestünde, wäre $\varepsilon_{ModalSplit} = 1$. Eine Abweichung hiervon berücksichtigt die Verkehrszusammensetzung. Aus (8-9) und (8-11) folgt dann

$$\varepsilon_{ModalSplit,n} = \frac{\sum_i \varepsilon_i EE_{i,n}}{\sum_i EE_{i,n}} = \frac{\sum_i VL\ddot{A}_{i,n}}{\sum_i EE_{i,n}} \quad (8-12)$$

Dieser Modal Split Faktor ergibt sich für 2018 zu

$$\varepsilon_{ModalSplit,2018} = 1,179. \quad (8-13)$$

Um $\varepsilon_{ModalSplit}$ auch für die Zukunft abschätzen zu können, nehmen wir, wie für Tabelle 8-16 erläutert, eine unterschiedliche Entwicklung von Personen- und Güterverkehr an, und lassen die Nutzungseffizienzen ε_i unverändert. Wir erhalten so für 2050

$$\varepsilon_{ModalSplit,2050} = 1,209. \quad (8-14)$$

Neue Technologien

Deutliche Effizienzsteigerungen im Verkehrsbereich sind in Zukunft durch den vermehrten Einsatz neuer Technologien wie batterieelektrische Fahrzeuge und mit Wasserstoff angetriebene Fahrzeuge zu erwarten. Wir bilden dies in der Simulation dadurch ab, dass zur Deckung der zukünftigen Verkehrsleistungsäquivalente drei mit den verschiedenen Antriebstechnologien Batterieelektromobilität, Brennstoffzelle und Verbrennungsmotor ausgestattete Fahrzeugklassen miteinander konkurrierend eingesetzt werden. Alle Fahrzeugklassen haben physikalische Effizienzen η_j , deren Berechnung in Kapitel 7.7 dargelegt wird.

In der Simulation des niedersächsischen Energiesystems müssen die Endenergiebedarfe dieser verschiedenen Fahrzeugtypen ermittelt werden und es muss durch den Modalsplit-Faktor auch berücksichtigt werden, dass nicht aller Verkehr Personenverkehr auf der Straße ist. Deckt ein Fahrzeugtyp j im Jahr n die Verkehrsleistungsäquivalente $VL\ddot{A}_{j,n}$ so ist der zugehörige Endenergiebedarf

$$EE_{j,n} = \frac{\eta_{FLF,2018} VL\ddot{A}_{j,n}}{\eta_{j,n} \varepsilon_{ModalSplit,n}} \quad (8-15)$$

mit dem physikalischen Wirkungsgraden $\eta_{j,n}$ und $\eta_{FLF,2018}$ aus Tabelle 7-1 auf S. 37. Die kostenoptimale Verteilung dieser Antriebsarten j zur Deckung der Verkehrsleistungsäquivalente wird im Rahmen der Energiesystemoptimierung berechnet. Der Nutzenergiebedarf der im Jahr n auf den Fahrzeugtyp j entfällt ist sodann

$$NE_{j,n} = \frac{\eta_{FLF,2018} VL\ddot{A}_{j,n}}{\varepsilon_{ModalSplit,n}} = \frac{NL\ddot{A}_{j,n}}{\varepsilon_{ModalSplit,n}} \quad (8-16)$$

Maximale Elektrifizierungsquoten

Es ist zu beachten, dass die vermeintlich energieeffizienteste Option, die direkte Elektrifizierung durch batterieelektrische Fahrzeuge oder Oberleitungen, nach gängiger Studienlage nicht auf das vollständige Verkehrsaufkommen angewendet werden kann. Die maximale Elektrifizierungsquote schätzen wir nach [ESYS 2019] für den straßengebundenen Personenindividualverkehr auf 85% und für den straßengebundenen Güterverkehr auf 80%. Wenn wir den Schienenverkehr als zu 100% elektrifizierbar annehmen, so ergibt sich bezogen auf die gesamten Verkehrsleistungsäquivalente eine maximale Elektrifizierungsquote von 85%. In der Simulation wird das berücksichtigt, indem die obere Grenze für den Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge an der Deckung der $VL\ddot{A}$ bei der Optimierung auf 85% gesetzt wird.

Zeitprofile für die Energiebereitstellung im Verkehr

Für Benzin- und Brennstoffzellenfahrzeuge wird das Energiesystem die Treibstoffe kontinuierlich bereitstellen, um Sie in Tanks abzufüllen aus denen dann die Tankstellen und Fahrzeuge bedient werden. Wir nehmen daher für diese beiden Energieträger einen über das ganze Jahr stündlich gleichen Leistungsbedarf an.

Für die mit Batterien betriebene Fahrzeuge muss das Netz den Strom bereitstellen, wenn die Fahrzeuge geladen werden. Wir verwenden ein Ladeprofil aus [COST 2014], welches in Abbildung 8-7 dargestellt ist. Man erkennt zwei Ladespitzen am Vormittag und am Abend. Wir nehmen für jeden Tag des Jahres das gleiche Ladeprofil an. Hier ist eine Verfeinerung des Modells wünschenswert, um saisonale Schwankungen (z.B. Sommerurlaubs-Reiseverkehr) abbilden zu können.

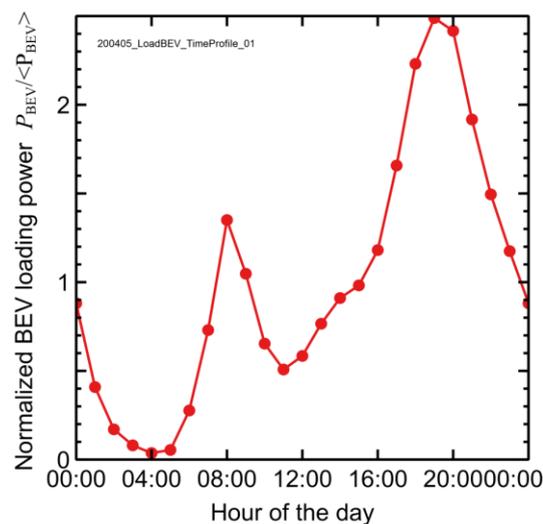


Abbildung 8-7: Elektrische Ladeleistung für batterieelektrische Fahrzeuge nach [COST 2014]. Das Profil ist auf einen Mittelwert von 1 skaliert, da der Absolutwert von dem vor der Optimierung noch unbekanntem Anteil der Batteriefahrzeuge abhängt.

8.6 Übersicht über die Nutzenergiebedarfe

Abbildung 8-8 gibt eine Übersicht über die zu deckende Nutzenergiebedarfe in Niedersachsen. Die farbigen Anteile sind der Eigenbedarf Niedersachsens. Der graue Anteil ist der Energieexport in andere Bundesländer gemäß dem Solidaritätsfaktor. Der Solidaranteil hat die gleiche Aufteilung auf die verschiedenen Bedarfe wie der Eigenanteil, die in dieser und ähnlichen nachfolgenden Abbildungen aber nicht dargestellt ist.

Auffällig ist die niedrige Einsparung bei Heizung und Warmwasser. Dies ist eine Konsequenz der mit 2% ab 2030 niedrig angenommenen Sanierungsrate.

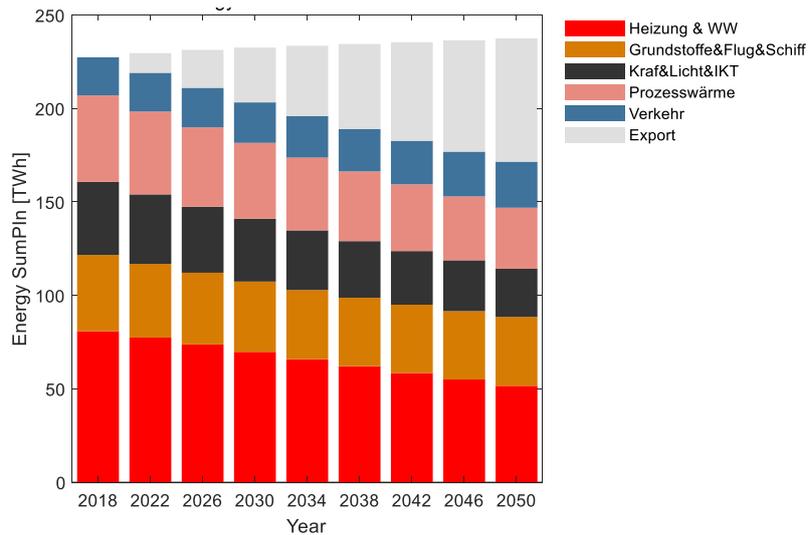


Abbildung 8-8: Energiebedarfe für Heizung & Warmwasser, Grundstoffe inklusive Treibstoffe für Flug- und Schiffsverkehr, Elektrizität für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologie sowie für den Verkehr, jeweils in Niedersachsen. Der gemäß dem Solidaritätsanteil zusätzlich aufzubringende Exportanteil in andere Bundesländer ist grau dargestellt.

9 Modellbildung (MB)

Für das SiKuWa-Projekt wurde unser Energiesystemmodell ReLoS [RT 2016] weiterentwickelt. Die Abkürzung ReLoS steht für „Renewable Lower Saxony“.

Das ISFH hatte für die Diskussion Hauptgutachtens des „Runden Tisch“ das MATLAB®-basierte stundenweise rechnende Simulationsprogramm „Renewable Lower Saxony“ (ReLoS) entwickelt. Im Rahmen des MWK-geförderten Projektes „Modellieren der Energiesystem-Transformation: Eine technische und ökonomische Systemsimulation unter besonderer Berücksichtigung der Solarenergie (MET)“ wurde ReLoS in die kompilierbare Sprache Delphi übertragen und so die Voraussetzung geschaffen hoch-dimensionale Optimierungen durchzuführen. Hierfür wird ein Parallelrechner der Festkörperphysik mit 12 Kernen verwendet.

Die Parameter des Energiesystemmodells werden der im MET-Projekt aufgebauten PostgreSQL Datenbank estram entnommen und so aufbereitet, dass Sie vom in Delphi programmierten ReLoS-Programm gelesen werden können. Die Datenbankabfrage und die Aufbereitung der Daten sind in Python programmiert.

Speziell für das SiKuWa-Projekt wurden die H₂-nutzenden Verbraucher (siehe Abbildung 9-2 auf S. 74) integriert und die Anteile konkurrierender Verbraucher für die Bedarfsdeckung in die Optimierung einbezogen.

Wir geben in den Kapiteln 9.1 bis 9.8 eine ausführliche Modellbeschreibung, weil das verwendete Modell bisher unveröffentlicht ist.

9.1 Energiebereitstellung

Die Abbildung 9-1 zeigt die Bereitstellung der fünf Energieträgerklassen

- Flüssige fossile Brennstoffe (FLF),
- Strom (Elec),
- Erdgas (NG),
- Wasserstoffgas (H₂) und
- Warmwasser (Heat)

durch das betrachtete Energiesystem. Wir sprechen von Energieträgerklassen, weil wir verschiedene Energieträger aggregieren. So fassen wir z.B. alle fossilen flüssigen Energieträger wie Benzin und Diesel zu flüssigen fossilen Brennstoffen zusammen. Der Warmwasserbedarf fasst den Bedarf von Raumwärme und Brauchwarmwasser zusammen. Der Leistungsfluss von Energieträgern ist durch farbige Pfeile dargestellt. Die Leistung kann nicht entgegen der Pfeilrichtung fließen.

Die grünen Boxen bezeichnen die Energiequellen. Die grauen Boxen sind Energiewandler. Die blauen Boxen stehen für Energiespeicher. Die beiden roten Boxen in Abbildung 9-1 stehen für die Vernichtung bzw. Abregelung von Überschussstrom und Überschusswärme, welche nicht genutzt werden.

Die roten Punkte an den Leistungsflüssen und Komponenten zeigen Verluste durch Leistungs-transport (5,2% bei Stromeinspeisung in das Netz), Einspeicherung, Speicherhaltung, durch Ausspeicherung oder durch Wandlung (s. jeweils die Komponentenbeschreibung) an. Der grüne Punkt an der Wärmepumpe (HP) bezeichnet einen Leistungsgewinn durch Umweltwärme.

Die Abbildung eines komplexen Energiesystems, wie hier das von ganz Niedersachsen, bedarf einer starken Vereinfachung. Diese besteht vor allem in der Aggregation von vielen Komponenten in wenigen kumulativen Komponenten. So fassen wir z.B. alle Wärmepumpen Niedersachsens zu einer einzigen großen Wärmepumpe zusammen, deren Leistung und technischen Eigenschaften, die Gesamtheit aller Wärmepumpen angemessen beschreiben. Ähnlich wird mit allen anderen Komponenten verfahren. Alle verwendeten Komponenten sind ausführlich in Kapitel 4 bis 7 beschrieben.

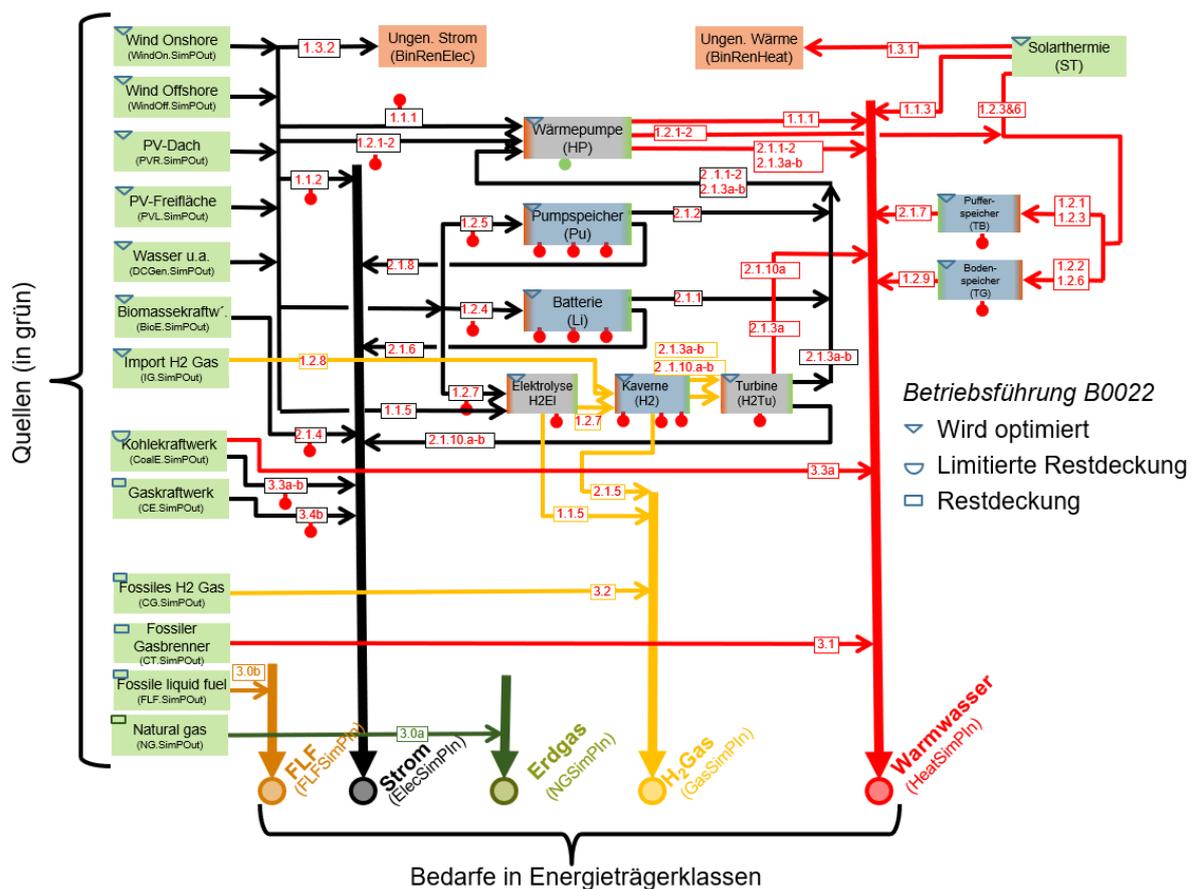


Abbildung 9-1: Leistungsflüsse für die Bereitstellung von Energieträgern im Programm ReLoS. Beige, schwarze, grüne, gelbe und rote Pfeile kennzeichnen die verschiedenen Energieträger. Die Zahlen zeigen die Priorisierungen der Betriebsführung an. Leistungsquellen sind grün und Leistungssenken sind rot dargestellt. Wandler sind grau dargestellt Speicher sind blau dargestellt und verhalten sich auf der Eingangsseite wie Senken und auf der Ausgangsseite wie Quellen. Die Ziffern kennzeichnen die Priorität der jeweiligen Energieflusskette. Diese Ketten sind in Tabelle 9-2 aufgelistet

9.2 Betriebsführung

Es ist das Ziel der Betriebsführung die Leistungsnachfrage der fünf Energieträgerklassen in jeder Stunde von 2018 bis 2050 mit möglichst wenigen CO₂-Emissionen zu bedienen. Dies wird durch die Festlegung einer Einsatzreihenfolge von Energieflüssen realisiert.

Priorisierung von Energieflusketten in Gruppen und Untergruppen nach Energiequellen und Senken

Alle betrachteten Energieflüsse werden nach der Energiequelle in drei verschiedenen Gruppen mit jeweils bis zu drei Untergruppen eingeordnet. Diese sind in Tabelle 9-1 dargestellt. Energieflusketten, die erneuerbare Energie als Quelle haben (Priorität 1), werden prioritär eingesetzt, weil dies zu keinen CO₂-Emissionen im Betrieb führt. Ist eine unmittelbare Verwendung zur Bedarfsdeckung an Energieträgern durch erneuerbare Energie (Priorität 1.1) nicht möglich, so wird die erneuerbare Energie gespeichert (Priorität 1.2). Sollte das auch nicht möglich sein, weil die Speicher voll sind, dann bleibt die erneuerbare Energie dissipiert (Priorität 1.3). Eine Alternative zur Dissipation wäre der Export, der hier aber nicht berücksichtigt wird.

Mit zweiter Priorität wird gespeicherte erneuerbare Energie als Quelle eingesetzt (Priorität 2). Sie wird eingesetzt für das decken von restlichem Bedarf an Energieträgern (Priorität 2.1) und für die unvermeidbaren Verluste der Speicher (Priorität 2.2). Gespeicherte Energie wird in unserem Modell nicht in andere Speicher umgeladen, deswegen kommen Speicher in der zweiten Gruppe hier nicht als Senke vor.

Bleibt nach der Nutzung von gespeicherter erneuerbarer Energie ein Restbedarf an Energieträgern übrig, so werden dafür fossile Energiequellen verwendet (Priorität 3). Diese werden für die Deckung des Restbedarfs eingesetzt. Energie aus fossilen Quellen wird nicht gespeichert, weil die Primärenergieträger direkt speicherbar sind. Deshalb ist in Gruppe 2 der Speicher nicht als mögliche Senke eingetragen. Fossile Energie wird auch nicht nutzlos dissipiert, weil sie bedarfsgerecht eingesetzt werden kann. Daher fehlt der Eintrag Dissipation für die Gruppe 3 in der Spalte Senke.

Alle Leistungsflüsse werden zu jedem Zeitpunkt mit der größten Leistung durchgeführt, welche die Limitierungen aller Komponenten für die Ein- und Ausgabeleistungen sowie bei Speichern der Füllstände erlauben.

Tabelle 9-1: Die Energieflussketten werden den Gruppen 1.1 bis 3.1. zugeordnet. Diese Gruppen werden von der Betriebsführung nacheinander und mit den kleinen Nummern beginnen, abgearbeitet.

Priorität	Gruppe und Untergruppe	Quelle	Senke
Erneuerbare Energie verwenden...			
1.1	...für die Deckung eines instantanen Energieträger-Bedarfes	Erneuerbare Energie	Energieträgerbedarfe
1.2	...für das Füllen eines Speichers	Erneuerbare Energie	Speicher
1.3	...für das Verwerfen ungenutzter Überschüsse	Erneuerbare Energie	Dissipation
Speicherenergie verwenden...			
2.1	...für die Deckung eines Energieträger-Bedarfes, der nicht in 1.1 gedeckt wurde.	Speicher	Energieträgerbedarfe
2.2	...für die Realisierung von Speicherverlusten	Speicher	Dissipation
Fossile Energie verwenden ...			
3.1	...für die Deckung von Energieträger-Bedarfs, der nicht in 1.1. und nicht 2.1 gedeckt wurde	Fossile Energie	Energieträgerbedarfe

Priorisierung von Energieflussketten der Untergruppen nach Primärenergie-Effizienz

Jede der Untergruppen 1.1, 1.2, 2.1 oder 3.1 kann viele verschiedene Energieflussketten enthalten. Innerhalb jeder Untergruppe wird die Einsatzreihenfolge durch die Effizienz der Energieflusskette festgelegt. Die effizientesten Ketten werden zuerst genutzt. Die Effizienz jeder Kette berechnet sich aus dem Verhältnis des Leistungsflusses in die Senke geteilt durch den Leistungsfluss aus der Quelle. Bei erneuerbaren und fossilen Energiequellen wird der Leistungsfluss der Primärenergie als Quelle betrachtet.

Für jede Stunde wird jeder Energiefluss über jede Energieflusskette bestimmt. Der Leistungsfluss in die Senke der Kette ist der maximal mögliche Wert, der folgende Bedingungen berücksichtigt:

- Die nominelle Leistung erneuerbarer und fossiler Quellen wird nicht überschritten
- Die nominale Leistung von Wandlern wird nicht überschritten.
- Die nominelle Lade- und Entladeleistung der Speicher wird nicht überschritten.
- Der Energieinhalt der Speicher beträgt höchstens die nominelle Speicherkapazität
- Ein Leistungsbedarf an Energieträgern wird höchstens vollständig gedeckt

So wird der Leistungsbedarf an Energieträgern jede Stunde neu auf die in diesem Bedarf endenden Energieflussketten verteilt. Ist der Leistungsbedarf in einer Stunde gedeckt, dann

kommen Energieflussketten mit niedrigerer Priorität als die deckende Energieflusskette nicht mehr zur Anwendung.

Restedeckung

Für jeden der fünf Energieträger gilt: Die in der Priorität niedrigste Energieflusskette deckt den Bedarf vollständig. Damit dies möglich ist, ist für die letzte Energieflusskette jeden Bedarf die Leistung unbeschränkt. Diese Ketten zur Restedeckung sind in Abbildung MB 1 mit einem blauen Rechteck gekennzeichnet. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass jeder Bedarf in jeder Stunde durch den ausgewiesenen Kraftwerkspark gedeckt wird und somit durch die Lösung des Modells Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Tabelle 9-2: Die Energieflussketten, die im Programm ReLoS berücksichtigt werden. Die Kennzeichnung der Priorität ist auch in Abbildung 9-1 eingetragen. Prozesse gleicher Effizienz stehen zufälligerweise nicht im Wettbewerb, so dass die Reihenfolge der Ausführung keine Rolle spielt.

Priorität	Quelle	Wandler	Senke	Mittlere Effizienz
1.1.1	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne	Wärmepumpe	Warmwasserbedarf	3,6
1.1.2	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne		Strombedarf	1,0
1.1.3	Erneuerbare Wärme aus Solarthermie		Warmwasserbedarf	0,9
1.1.4	- Kette gelöscht -			
1.1.5	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne	Elektrolyseur	Wasserstoffbedarf	0,65
1.2.1	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne	Wärmepumpe	Pufferspeicher	3,6
1.2.2	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne	Wärmepumpe	Thermischer Untergroundspeicher	3,0
1.2.3	Erneuerbare Wärme aus Solarthermie		Pufferspeicher	1,0
1.2.4	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne		Li-Ionen-Batterie	0,92
1.2.5	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne		Pumpwasserspeicher	0,89
1.2.6	Erneuerbare Wärme aus Solarthermie		Thermischer Untergroundspeicher	0,84
1.2.7	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne	Elektrolyseur	Wasserstoffspeicher	0,63
1.2.8	Importierter Erneuerbarer Wasserstoff		Wasserstoffspeicher	0,58
1.3.1	Erneuerbare Wärme aus Solarthermie		Umweltwärme	0
1.3.2	Erneuerbarer Strom aus Wind und Sonne		Umweltwärme	0
2.1.1	Strom aus Li-Ionen-Speicher	Wärmepumpe	Warmwasserbedarf	3,3
2.1.2	Strom aus Pumpwasserspeicher	Wärmepumpe	Warmwasserbedarf	3,2
2.1.3a	Wasserstoff aus Wasserstoffspeicher	KWK-Betrieb der Wasserstoffturbine & Wärmepumpe	Warmwasserbedarf	2,3
2.1.3b	Wasserstoff aus Wasserstoffspeicher	Normal-Betrieb Wasserstoffturbine & Wärmepumpe	Warmwasserbedarf	2,1
2.1.4	Strom aus erneuerbarer Biomasse		Strombedarf	1,0
2.1.5	Wasserstoff aus Wasserstoffspeicher		Wasserstoffbedarf	0,997
2.1.6	Strom aus Li-Ionen Speicher		Strombedarf	0,92
2.1.7	Wärme aus Pufferspeicher		Wärmebedarf	0,894
2.1.8	Strom aus Pumpwasserspeicher		Strombedarf	0,894
2.1.9	Wärme aus Untergroundspeicher		Wärmebedarf	0,836
2.1.10a	Wasserstoff aus Wasserstoffspeicher	KWK-Betrieb der Wasserstoffturbine	Strom und Wärmebedarf	0,78
2.1.10b	Wasserstoff aus Wasserstoffspeicher	Normalbetrieb der Wasserstoffturbine	Strombedarf	0,58
2.2	Halteverluste aller Speicher realisieren		Umweltwärme	0
3.0a	Importiertes fossiles Erdgas		Erdgasbedarf	1
3.0b	Importierte fossile flüssige Brennstoffe		Fossiler flüssiger Brennstoffbedarf	1
3.1	Importiertes fossiles Erdgas	Boiler	Wärmebedarf	0,9
3.2	Importierter fossiler Wasserstoff (Dampfreformation)		Wasserstoffbedarf	0,781
3.3a	Kohle- und Kernenergie	KWK-Betrieb Kohlekraftwerk	Strom- und Wärmebedarf	0,46
3.3b	Kohle- und Kernenergie	Normalbetrieb Kohle- und Kernkraftwerk	Strombedarf	0,268

Zyklische Randbedingung für Langzeitspeicher

Die Dynamik ist für gegebenen Zeitprofile der Bedarfe an Energieträgern vollkommen deterministisch. Es ist dennoch eine Iteration der Lösung erforderlich, denn der Ladezustand des Wasserstoff-Langzeitspeichers muss am Anfang und am Ende des Betrachtungszeitraums gleich groß sein. Wir simulieren dazu für jedes Stützjahr viele Male über vier Wetterjahre hinweg in stündlicher Auflösung. Diese Wiederholungen werden abgebrochen, wenn die zyklischen Randbedingungen bis auf 1% des Speicherinhalts erfüllt sind oder bis die eingesetzte Speicherkapazität weniger als 0.1% der maximal erlaubten Speichergröße beträgt.

Als weitere Randbedingung soll der Langzeitspeicher für H₂ zu wenigstens einem Zeitpunkt im Betrachtungszeitraum leer sein. Wäre das nicht der Fall, dann bliebe ein Teil des Speichers ungenutzt, was die ökonomische Bewertung des errechneten Szenarios verfälschen würde. Diese Randbedingung muss jedoch nicht extra implementiert werden, da sich Ihre Erfüllung aus einer Kostenminimierung zwangsläufig ergibt.

Die beschriebene Betriebsführung ist nicht vorausschauend. Sie verwendet keine Informationen oder Verbrauchsinformationen aus der Zukunft. Sie verwendet auch keine Informationen aus der Vergangenheit, sondern nur die momentanen Angebote und Bedarfe.

9.3 Variable Deckung des Nutzenergiebedarfs in verschiedenen Sektoren

Die Abbildung 9-2 zeigt die Verwendung der verschiedenen Energieträgerklassen für die Deckung der fünf mit roten Boxen dargestellten Nutzenergiebedarfe, die wir hier - abweichend von der üblichen Terminologie – auch Sektoren nennen. Das Modell ReLoS aggregiert alle Nutzenergiebedarfe Sektoren für

- Gebäudewärme inkl. Warmwasser,
- Grundstoffbedarf inkl. Petrochemie sowie Flug- und Schiffstreibstoff,
- Strom für Kälte, Licht, Informationstechnologie und mechanische Energie,
- Prozesswärme und
- Verkehr auf Schiene und Straße.

ReLoS gibt die Nutzenergiebedarfe modellextrinsisch vor. Diese sind in Kapitel 8 auf S. 38 ausführlich dargestellt. Jeder der Bedarfe kann auf verschiedene Weisen bedient werden. Beispielsweise kann der Bedarf an Verkehrsnutzenergieäquivalenten (siehe Kapitel 8.5 auf S. 49) durch Fahrzeuge geleistet werden, die durch flüssige fossile Brennstoffe, durch Strom aus Batterien oder durch Wasserstoff angetrieben werden. Wir teilen die Nutzenergiebedarfe also in drei Anteile auf. Alle Anteile zusammen müssen 100% ergeben. Diese Anteile können sich von Jahr zu Jahr ändern, nicht aber von Stunde zu Stunde. Für das Beispiel Verkehr ergeben sich damit in jedem simulierten Stützjahr Jahr zwei Freiheitsgrade, da es drei Verkehrssorten gibt. Für alle fünf Nutzenergiebedarfe zusammen ergeben sich nach Abbildung M2 insgesamt 6 freie Parameter.

Stehen diese 6 Parameter fest, dann stehen die Anteile der verschiedenen Wandler für die Bedarfsdeckungen fest. Aus diesen Anteilen und dem modellextrinsisch angenommenen Nutzenergiebedarf (rote Boxen in Abbildung 9-2) sowie den angenommenen zeitlichen Bedarfsprofilen kann die Leistungen für alle fünf Energieträger in jeder Stunde berechnet

werden. Diese Energieträgerbedarfe werden dann durch die im Kapitel 9.2 auf S. 58 beschriebene Betriebsführung gedeckt.

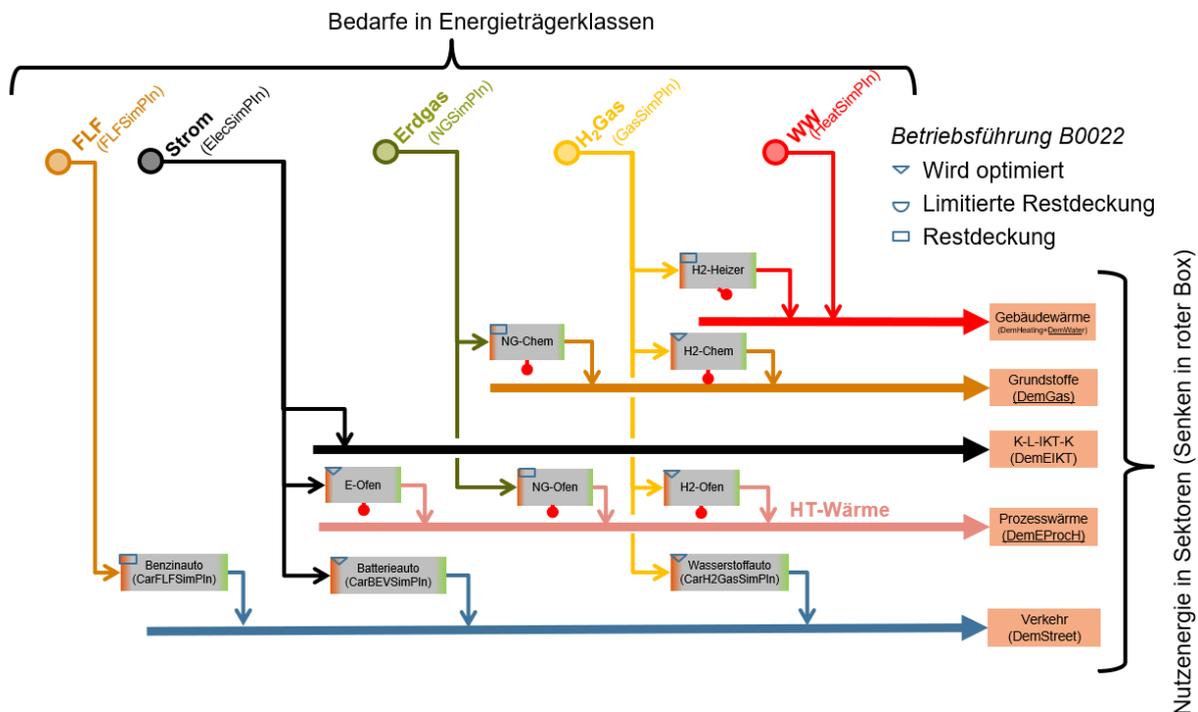


Abbildung 9-2: Die Nutzleistungsbedarfe können durch verschiedene Wandler bedient werden. Für jeden Sektor stehen H₂-basierte und andere fossile und erneuerbare Optionen zur Verfügung.

9.4 Transformationsregeln

Im Jahr 2018 beginnen wir mit einem Kraftwerkspark, der dem niedersächsischen Kraftwerkspark im Jahr 2018 entspricht. Für diesen Kraftwerkspark wird mithilfe der dargelegten Betriebsführung, den Komponenteneigenschaften und den niedersächsischen Bedarfen an Energieträgern die Jahre 2018 bis 2021 mit den Wetterdaten von 2011 bis 2014 gerechnet.

Wir benötigen Transformationsregeln nach denen die Zusammensetzung des Kraftwerksparks zukünftiger Jahre aus denen des Jahres 2018 abgeleitet wird. Um Rechenzeit einzusparen, berechnen wir nur jedes vierte Jahr 2018, 2022, 2026 ... 2050. Wir verwenden also 9 Stützjahre. Für jedes Stützjahr wird eine Periode von vier Jahren mit den Wetterdaten von 2011 bis 2014 gerechnet.

Die Transformationsregeln lauten

- Nur abgeschriebene Komponenten des Energiesystems werden aus dem System herausgenommen.
- Der Kapazitätsaufbau neuer Komponenten wird optional auf ein jährliches Wachstum von 30 % beschränkt, aber kann wenigstens 0,5 GW für Quellen und Wandler, 0,5 TWh für Speicher sowie 5 Prozentpunkte für Verbraucher wachsen.
- Der Zubau neuer Komponenten und die Anteile der verschiedenen Verbraucher für die Bereitstellung der Nutzenergien werden in einer mehrdimensionalen Optimierung

so gewählt, dass die Kosten des Energiesystems für das betrachtete Stützjahr minimiert werden.

- Die Beschränkungen der Leistungen der Kohle- und Kernkraftwerke Niedersachsens durch das Kohleausstiegsgesetz wird berücksichtigt.

9.5 Emissionsfunktion

Wir berücksichtigen die Summe der Emissionen

$$E_n = \sum_j em_j Q_{j,n} \quad (9-1)$$

aus allen Komponenten j . Diese sind proportional zur jährlichen Energiemenge, welche die Komponente ausgibt. Die spezifischen Emissionen em_j werden als emittierte CO₂ Masse pro Energie am Ausgang in [kg/kWh] angegeben. Diese numerischen Werte von e_{mj} sind in Kapitel 4 und 5 in den Abschnitten zu den einzelnen Komponenten angegeben.

9.6 Kostenfunktion

Wir ermitteln die jährlichen Systemkosten [€] komponentenweise und stellen nachstehend die Kostenbeiträge $K_{j,n}$ jeder Komponente j im Stützjahr n dar. Dabei gehen wir von einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise aus und addieren die netto Kosten

$$NK_n = \sum_{\text{Komponenten } j} K_{j,n} \quad (9-2)$$

verschiedener Komponenten und verschiedenen Betreiber. Die Komponentenkosten

$$K_{j,n} = K_{j,n,var} + K_{j,n,fix} \quad (9-3)$$

haben in der Regel variable Kosten für die Brennstoffe und fixe Kosten für Kapitaleinsatz sowie Wartung und Betrieb.

Variable Brennstoffkosten

Die variablen Kosten

$$K_{j,n,var} = b/\eta_j * Q_{j,n} \quad (9-4)$$

sind proportional zur Energiemenge $Q_{j,n}$ [kWh], welche die Komponente j im Jahr n abgibt. Hierbei ist η_j der Wirkungsgrad der Komponente und b der Brennstoffpreis. Wir verwenden die Brennstoffpreise

$$b = \begin{array}{ll} 22 \text{ €/MWh} & \text{für Erdgas (NG)} \\ 41,22 \text{ €/MWh} & \text{für fossile flüssige Brennstoffe (FLF)} \\ 5 \text{ €/MWh} & \text{für importierten grünen Wasserstoff (IG)} \\ 7,43 \text{ €/MWh} & \text{für Kohle und Kernenergie (CoalE)} \end{array}$$

Die Brennstoffpreise und die Wirkungsgrade der Komponenten sind über die Jahre hinweg konstant.

Fixe Anschaffungs- und Betriebskosten

Die kapazitätsspezifischen Anschaffungskosten $c_{j,n}$ ändern sich mit den Jahren, weil die technologische Entwicklung gerade bei den neuen Technologien große Kostenreduktionen ermöglicht. Daher hängen die kapazitätsspezifischen Anschaffungskosten $c_{j,n}$ vom Jahr n ab und sind im Allgemeinen von den über den Anlagenpark gemittelten Anschaffungskosten $\bar{c}_{j,n}$ verschieden.

Für Quellen oder Wandler haben die kapazitätsspezifischen Kosten die Einheit [€/W] und für Speicher die Einheit [€/kWh]. Ohne eine Beschränkung der Allgemeinheit betrachten wir in diesem Kapitel nur leistungsbezogene Komponenten.

Nehmen wir nun an, dass das Stützjahr $n - \Delta n$ bereits simuliert wurde und zu einer optimierten Kapazität $P_{j,n-\Delta n}$ geführt hat. Im nächsten Schritt ist also die Kapazität $P_{j,n}$ im Stützjahr n zu ermitteln. Diese Kapazität $P_{j,n}$ muss zwischen einer unteren Grenze $LB_{j,n}$ („lower bound“) und einer oberen Grenze $UB_{j,n}$ („upper bound“) liegen.

Die obere Leistungsgrenze

$$UB_{j,n} = \min(TP, \max((1 + AG)^{\Delta n} P_{j,n-\Delta n}, 0,5 \text{ GW})) \quad (9-5)$$

ergibt sich aus dem technischen Potenzial TP für Niedersachsen, oder sie ergibt sich aus einer Beschränkung der jährlichen Wachstumsrate AG der Kapazität (s. Transformationsregeln in 9.4 auf S. 63). Die Abkürzung AG steht für „annual growth“.

Die untere Grenze $LB_{j,n}$ ist die Kapazität der noch nicht vollständig abbeschriebenen Komponenten im Kraftwerkspark des Jahres n . Wenn die optimierte Kapazität $P_{j,n}$ ist, dann ergibt sich der Zubau im Jahr n zu

$$\Delta P_{j,n} = P_{j,n} - LB_{j,n} \quad (9-6)$$

Die fixen Kosten sind nach der Definition der mittleren Kosten

$$K_{j,n,fix} = \bar{c}_{j,n} P_{j,n}. \quad (9-7)$$

Die fixen Kosten des Jahres n reduzieren sich gegenüber dem vorherigen Stützjahr $n - \Delta n$ um die Zubaukosten des Jahres $n - l$ in dem die jetzt rausfallenden Kapazitäten $\Delta P_{j,n-l}$ aufgebaut wurden. Hierbei ist l die Lebensdauer der Komponente j in Jahren; wir vernachlässigen den Index j an der Lebensdauer. Die fixen Kosten des Jahres n erhöhen sich gegenüber dem vorherigen Stützjahr $n - \Delta n$ um die Zubaukosten des Jahres n in dem die Kapazitäten $\Delta P_{j,n}$ aufgebaut wird. Also ergibt sich

$$K_{j,n,fix} = K_{j,n-\Delta n,fix} - c_{j,n-l} \Delta P_{j,n-l} + c_{j,n} \Delta P_{j,n} \quad (9-8)$$

Mit (MB5) und (MB6) folgt

$$\begin{aligned} K_{j,n,fix} &= \bar{c}_{j,n-\Delta} P_{j,n-\Delta n} - c_{j,n-l} (P_{j,n-l} - LB_{j,n-l}) + c_{j,n} (P_{j,n} - LB_{j,n}) \\ &= \{ \bar{c}_{j,n-\Delta} P_{j,n-\Delta n} - c_{j,n-l} (P_{j,n-l} - LB_{j,n-l}) - c_{j,n} LB_{j,n} \} + c_{j,n} P_{j,n} \\ &= B_{n,j} + c_{j,n} P_{j,n}. \end{aligned} \quad (9-9)$$

Hier haben wir die Abkürzung

$$B_{n,j} = \bar{c}_{j,n-\Delta} P_{j,n-\Delta n} - c_{j,n-l} (P_{j,n-l} - LB_{j,n-l}) - c_{j,n} LB_{j,n} \quad (9-10)$$

eingeführt, welche die noch unbekannte Kapazität $P_{j,n}$ nicht enthält. Ersetzen des ersten Terms in (MB10) durch Anwendung von (9-9) auf das Jahr $n - \Delta n$ ergibt dann eine Rekursionsformel für

$$B_{n,j} = B_{n-\Delta n,j} + c_{j,n-\Delta n} P_{j,n-\Delta n} - c_{j,n-l} (P_{j,n-l} - LB_{j,n-l}) - c_{j,n} LB_{j,n}. \quad (9-11)$$

Nun sind lediglich noch die Startwerte der Rekursion festzulegen. Wir wählen

$$B_{n,j} = 0 \text{ und } LB_{n,j} = \left(1 - \frac{1}{l}\right) P_{n,j} \text{ für } n \leq 2018. \quad (9-12)$$

Dies entspricht für das Jahr 2018 einem Kraftwerkspark, der durch einen in jedem vergangenen Jahr gleich großen Zubau entstanden ist. Dies ist eine Näherung, die zulässig erscheint, weil das Ausscheiden der Kohle- und Kernkraftwerke unabhängig von der Lebensdauer implementiert ist und weil der Kraftwerkspark von den neuen Komponenten (z.B. PV) mit inhomogenem Aufbau nur relativ wenige enthält. Bei bekannter Kraftwerks- und Kostenhistorie könnten die Startwerte der Rekursion auch passend gesetzt werden.

Die jährlichen kapazitätsspezifischen Kosten

$$c_{j,n} = I_{j,n} \left(\frac{p}{1 - (1 + p)^{l_j}} + w_j \right) \quad (9-13)$$

werden in [€/W] für Quellen oder Wandler und in [€/kWh] für Speicher angegeben. Sie enthalten die Annuität und die Wartungskosten. Die Annuität ist proportional zur im Jahr n getätigten Investition $I_{j,n}$ der Komponente j und hängt außerdem von der Lebensdauer l_j des Investitionsgutes ab (dimensionslos, gemessen in Jahren) und von dem kalkulatorischen Zinssatz ab, den wir zu $p = 2,1\%$ wählen. Die jährlichen Wartungskosten quantifizieren wir als Anteil w_j der Investition I_n .

CO₂-Emissionskosten

Die in (9-1) berechneten CO₂-Emissionsäquivalente E_n des Energiesystems in [kg] führen zu CO₂-Emissionskosten

$$EK_n = E c_{n,CO_2}, \quad (9-14)$$

die von den jährlich steigenden CO₂-Preisen in [€/kg] abhängen, die in Tabelle 9-3 gezeigt sind. Diese Werte orientieren sich an [PROG 2020].

Tabelle 9-3: Preise für CO₂ Emissionsäquivalente,

	2015	2020	2030	2040	2050
CO ₂ Preis [€/t]	8	15	34	51	92

Unberücksichtigte Kosten

In der Kostenfunktion sind die Kosten für den Strom- und Gasnetzausbau nicht enthalten, weil wir das Netz nicht simulieren.

Investitionen auf der Kundenseite in neue Anlagen/Geräte für Herstellung von petrochemischen Grund- und Treibstoffen, für die Bereitstellung von strom-basierten Diensten (K-L-IKT-K), für die Bereitstellung von Prozesswärme, und für neue Verkehrsmittel werden nicht in die Kosten mit einbezogen. Auch kundenseitige Maßnahmen zur Wärmedämmung sind nicht berücksichtigt.

Es ist daher zu beachten dass die Aussage „kostenoptimal“ sich in dieser Arbeit natürlich immer nur auf die verwendete Kostenfunktion beziehen kann.

Kosten für Nichteinhalten maximalen CO₂ Emissionen

Die Einhaltung der CO₂-Emissionsgrenzen wird durch eine „Penalty“-Kosten-Komponente PK sichergestellt. Dafür berechnen wir die Differenz der erreichten Emissionsanteils e_n und der wenigsten im Jahr n zu erreichenden Emissionsreduktion $e_{n,wanted}$, jeweils im Vergleich zu 1990. Wir verwenden dann den Penalty-Kostenfaktor

$$PK_n = \begin{cases} (100 \cdot (e_n - e_{n,wanted}))^{1/10} & \text{für } e_n - e_{n,wanted} > 0 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (9-15)$$

der zusammen mit den Nettokosten NK_n und den Emissionskosten EK_n die totalen Kosten

$$TK_n = (NK_n + EK_n) \cdot (1 + PK_n) \quad (9-16)$$

definiert. Liegen die Emissionen e_n unter der Zielvorgabe $e_{n,wanted}$, dann sind die totalen Kosten TK_n gleich den netto Kosten NK_n .

9.7 Numerische Optimierung

Berechnung der Kosten für ein gegebenes Mengengerüst

Die numerische Berechnung aller Energieflüsse erfolgt für ein gegebenes Mengengerüst der Komponenten und der Verbraucher trotz der deterministischen Dynamik immer iterativ. Dies ist erforderlich, weil für die Langzeitspeicher zyklische Randbedingungen erfüllt werden müssen und der Anfangsfüllstand, der das leistet, nicht bekannt ist. Für jedes Stützjahr werden deshalb die vier Wetterjahre zyklisch durchgerechnet, bis der saisonale Wasserstoffspeicher am Anfang und am Ende der vier Jahre bis auf 1% den gleichen Füllstand.

Optimierung

Für jeden der zu optimierenden Parameter gibt es eine Untergrenze $LB_{n,j}$ und eine Obergrenze $UB_{n,j}$, die auf die Grenzen des Intervalls $[0, \pi]$ abgebildet werden. Dies gibt der Bestimmung von Abständen allen m freien Parametern gleiches Gewicht.

Wir führen die Optimierung mit einem „Particle Swarm“ Algorithmus (PSO) durch. Einführungen in diesen Algorithmus geben die Arbeiten [Eber 2001, Bank 2008, Bank 2007]. Die Optimierung startet mit $24\ m$ bis $72\ m$ zufälligen Startwerten im m -dimensionalen Würfel $[0, \pi]^m$. Wir führen eine Optimierung mit stündlicher Auflösung durch.

Der PSO-Algorithmus hat empirisch zu bestimmende Parameter: Die Werte für minimale und maximale Masse der Teilchen beträgt 0 und 0,4. Die Anzahl der Teilchen die zu einer Nachbarschaft gehören beträgt 80%. Die Faktoren für soziales und individuelles Lernen betragen jeweils 1,41. Die maximale Teilchengeschwindigkeit beträgt $0,4\ \pi$. Die Minimierung der Kosten bricht ab, wenn sich diese 20-fach hintereinander um weniger als 10^{-5} ändern. Es hat sich als günstig herausgestellt, die Geschwindigkeit des Teilchens mit dem global kleinsten Kosten in seiner Geschwindigkeit um einen Faktor 0,01 zu reduzieren. Diese hier genannten Werte wurden empirisch als guter Kompromiss von akzeptabler Rechenzeit und niedrigen Kosten ermittelt.

Wir nutzen einen Windows-PC mit 12 Kernen. Jede Optimierung wird 10-fach durchgeführt um für alle Ergebnisse die Standardabweichung angeben zu können. Eine einzelne Optimierung der gesamten Transformation in stündlicher Auflösung (das sind insgesamt etwa $1,1 \times 10^6$ Stunden) dauert etwa 20 min.

9.8 Modellkritik und Weiterentwicklung

Stärken

Der Algorithmus ist mit einer Rechenzeit von 20 min für eine Stunden-aufgelöste Transformationsoptimierung über 32 Jahre von 2018 bis 2050 mit $1,1 \times 10^6$ Zeitschritten akzeptabel schnell.

Es wird für die Betriebsführung kein vollständiges Wissen über die Zukunft benötigt. Das unterscheidet die hier gewählte Betriebsführungen von Betriebsführungen, die mittels linearer Optimierung bestimmt wird.

Nichtlineare Komponenten, können ohne weiteres implementiert werden, da es sich um ein Zeitschrittverfahren handelt. Dies kommt insbesondere im Wärmebereich zum Tragen. Ein Beispiel hierfür ist der Wärmefluss aus dem Kollektor in den Wärmespeicher, der nur möglich ist, wenn die Temperatur des Fluids aus dem Kollektor über der Temperatur des Speichers liegt.

Die Veränderung technischer Parameter durch technologischen Fortschritt kann leicht berücksichtigt werden. Dieser Vorteil blieb hier ungenutzt um die Ergebnisse später mit denen unserer linearen Optimierungsrechnungen vergleichen zu können, die zeitveränderliche technische Parameter nicht ohne Weiteres berücksichtigen kann.

Schwächen

Das Programm ReLoS hat keine räumliche Auflösung und modelliert daher den Energietransport nicht. Die elektrischen Transportverluste werden allerdings pauschal zu 5,2 % aller in das System eingebrachten elektrischer Leistung berücksichtigt.

Verluste des Gastransports sind nicht berücksichtigt.

Das Modell ist in Bezug auf die betrachteten Komponenten ebenfalls noch nicht vollständig. So fehlen beispielsweise Brennstoffzellen für die dezentrale Kraftwerkverkopplung.

Die Restdeckung durch fossile Energieträger vernachlässigt unter Umständen einen Teil von deren Abschreibung, weil die restdeckenden Komponenten jederzeit aus dem System entfernt werden können.

Die Dynamik des H₂-Imports wurde nicht recherchiert und hier zunächst als voll flexibel angenommen. Dies unterschätzt den H₂-Speicherbedarf. Wir berechnen daher den Speicherbedarf nachträglich auch für die Annahme einer zeitlich konstanten Importleistung bei identischer Betriebsführung des Systems. Der tatsächliche Speicherbedarf liegt in den Grenzen der Werte für voll dynamische und statische Berechnung.

Es sind nicht alle Kosten der Energietransformation enthalten. So fehlen teilweise Infrastrukturkosten, wie z. B. für die Tankinfrastruktur der Elektromobilität.

Weiterentwicklungen

Die Weiterentwicklungsoptionen bestehen zunächst in der Vermeidung der oben genannten Schwächen des Modells.

Die Sonderbehandlung von „Rest-deckenden“ Komponenten ist von der Modelllogik her unbefriedigend und sollte zukünftig durch alternatives Vorgehen ersetzt werden.

Der Einsatz eines PSO-Algorithmus ist robust aber vermutlich nicht optimal für ein sehr schnelles Rechnen. Es sollten andere Optimierungsalgorithmen erprobt werden.

Saisonale Schwankungen des Bedarfes an Ladestrom für die Elektromobilität und ggf. auch des H₂-Bedarfs für den Verkehr sollten berücksichtigt werden.

10 Szenarien Simulationen (SZ)

Vorgehen

Wir führen im Projekt Szenariensimulationen durch, um kostengünstige Transformationspfade zu finden, welche die Klimaziele erreichen. Wir begannen mit einem Szenario, das wenige extrinsisch vorgegebene Randbedingungen zu erfüllen hat und daher einen großen Möglichkeitsraum für die Kostenoptimierung zur Verfügung hat.

Die Ergebnisse der Simulation wurden vom Kreis der Autoren und Vertretern des niedersächsischen Ministeriums für Umwelt und Energie (MU) in insgesamt vier Konferenzen diskutiert.

Simulationsergebnisse, die einen großen Widerstand bei der Umsetzung eines simulierten Szenarios erwarten ließen, wurden identifiziert. Um die Umsetzung der Energiewende zu erleichtern, wurden nach und nach zusätzliche Randbedingungen gesetzt, die das erwartete Umsetzungsproblem reduzieren.

Auf diese Weise kamen wir zu einer Folge von Szenarien, lernten welche Änderungen sich aus zusätzlichen Randbedingungen ergeben, und konnten Szenarien aufzeigen, welche die erwarteten Umsetzungsschwierigkeiten reduzieren.

Kritische Kostenparameter wie der angenommen zukünftige Preise für importierten grünen Wasserstoff werden variiert.

Wir zeigen in diesem Abschlussbericht nur das sich aus diesem Vorgehen ergebende Szenario mit der Variation des Preises für den Wasserstoffs um den Umfang der Ergebnisse auf ein vernünftiges Maß zu beschränken.

Historische Ausbauraten für Wind- und Solarenergie

In jedem Klimaschutzszenario ist ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien und der Sektorkopplung zu erwarten. Windkraft, Solarenergie und Wärmepumpen werden einen großen Teil der zukünftigen Energieversorgung tragen.

Um die Dimension des errechneten Ausbaus einschätzen zu können, ist es notwendig, auch die historischen Ausbauraten der erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik zu kennen.

Tabelle 10-1 zeigt die historischen Ausbauraten der erneuerbaren Energien in Niedersachsen als Mittelwert über die letzten vier Jahre. Zudem sind die Installationen in 2018 und die Projektionen für 2050 bei eine unveränderte Ausbaurate angegeben. Es fällt auf, dass diese Projektion zu einer Energieversorgung Niedersachsens führen würde, die zu 85% von der Windenergie getragen wird.

Wir werden die historischen Ausbauraten und deren Projektionen mit den sich aus den Simulationen ergebenden Ausbauraten vergleichen.

Tabelle 10-1: Historische Ausbauraten der Jahre 2016 bis 2019 und installierte Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik in Niedersachsen in 2018 sowie die mit der historischen Ausbauraten für 2050 berechneten Kapazitäten.

Komponente	Historische Ausbauraten	Installierte Kapazität 2018	Installierte Kapazität 2050
Wind Onshore	871 MW/Jahr	11,03 GW	38,9 GW
Wind Offshore	1236 MW/Jahr	0,72 GW	6,00 GW
Dachflächen Photovoltaik	91 MW/Jahr	0,78 GW	1,49 GW
Freiflächen Photovoltaik	22 MW/Jahr	3,14 GW	6,04 GW

Wir haben im Projekt zunächst Energiesystemsimulationen unter der Annahme durchgeführt, dass die historischen Ausbauraten Niedersachsens auch in der Zukunft gelten. Der Optimierer hat die Klimaziele für 2050 so nicht erreichen können. Eine eindeutige Ursache hierfür haben wir nicht herausgefunden.

Die Tatsache, dass der Optimierer keine Lösung findet bedeutet nicht zwangsläufig, dass es keine Lösung gibt. Es bedeutet lediglich, dass wir den Existenzbeweis einer Lösung unter der Randbedingung historischer Ausbauraten nicht erbringen konnten.

10.1 Entwicklung des simulierten Szenarios

Aus der Szenarienhistorie ergaben sich folgende Annahmen für erneuerbare Energien: Der Ausbau der Bundesdeutschen Offshore Windenergie auf 54 GW in 2050 und der Freiflächenphotovoltaik auf 15 GW in 2050 werden, wie in den entsprechenden Kapiteln zu den jeweiligen Komponenten dargelegt, extrinsisch vorgegeben. Diese Kapazitäten stehen dem Energiesystem daher in jedem Fall zur Verfügung und sind natürlich kostenmäßig berücksichtigt.

Die installierten Kapazitäten der Dachflächen Photovoltaik und Wind Onshore Anlagen werden dagegen vom Optimierer bestimmt. In Voruntersuchungen zeigte sich, dass ein techno-ökonomisch optimiertes Energiesystem zu große Kapazitäten an Wind Onshore wählt, für welche die Akzeptanz fehlen würde und die daher politisch kaum vermittelbar wären. Auf Vorschlag des MU wurde daher der Ausbau von Wind Onshore auf 20 GW in 2030 und 30 GW in 2050 beschränkt. Dazwischen steigt die Ausbaugrenze linear in der Zeit an.

Die Beschränkung der Windenergie führt dazu, dass anstatt Wind Onshore sehr hohe Kapazitäten an Dachflächen Photovoltaik benötigt werden um die angenommenen Energiebedarfe zu decken. Die sich ergebenden Kapazitäten für die Dachflächenphotovoltaik überschritten in manchen Fällen sogar das Potential der niedersächsischen Dachflächen. Daher wird die Photovoltaik auf den Dächern in allen Jahren auf das geschätzte Potenzial von 60 GW [RT2016] beschränkt.

Eine weitere kritische Größe für die Simulation der Energiewende ist die angenommene obere Grenze für die Ausbauraten neuer Komponenten des Energiesystems. Insbesondere beim Verkehr und beim Einsatz von Wasserstoff in der Grundstoffindustrie ergaben sich ohne eine Beschränkung des Zuwachses kaum realisierbare hohe Wachstumsraten. Daher

haben wir in Abstimmung mit dem MU die maximale Wachstumsrate von 30%/a für alle Komponenten eingeführt. Über einen gerechneten Transformationsschritt hinweg (hier 4 Jahre) ist demnach ein Wachstum auf das $1,3^4 = 2,9$ -fache möglich. Dieser Wert ist mit Blick auf die allermeisten historische Ausbauraten sehr hoch. Ein Wachstum von 30% wurde in einigen Jahren in der Photovoltaik in Deutschland erreicht. Eine Begrenzung der maximal erlaubten Wachstumsrate auf Werte deutlich unter 30%/a führte jedoch dazu, dass der Optimierer die Klimaziele für 2050 nicht einhalten konnten.

Für Komponenten, die im Energiesystem in 2018 noch nicht vorkommen (z.B. alle Wasserstofftechnologien) muss ein Mindestwachstum außerhalb der 30%/a-Grenze erlaubt werden, weil die Komponenten sonst nicht eingeführt werden könnten. Für Wandler und Quellen werden im ersten Jahr jedes Transformationsschrittes und unabhängig von der relativen Zuwachsrate absolute Zuwächse von bis zu 500 MW/a erlaubt. Entsprechend werden für Speicher absolute Zuwächse um bis zu 0,5 TWh/a und für Verbraucher um bis zu 5%/a erlaubt.

Über die Entwicklung des Importpreises für grünen Wasserstoff gibt es weit divergierende Annahmen [IEA 2019, AGORA 2019, UMLAUT 2020]. Der Wasserstoffpreis hat jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung des Energiesystems. Daher wird der Preis in den in diesem Bericht dargestellten Szenarien variiert. Dies ermöglicht eine Einschätzung der Korridore, in denen sich das Energiesystem in Abhängigkeit von den Importkosten entwickeln kann.

Die verwendeten Importkosten für grünen Wasserstoff sind in Tabelle 10-2 zusammengestellt. Im Szenario IG50 wird der Preis bis zum Jahr 2050 auf die Hälfte des Werts von 2018 abgesenkt. Für das Szenario IG75 wird eine Absenkung auf 75% angenommen und im Szenario IG100 bleibt der Preis des importierten grünen Wasserstoffs konstant. In den Jahren zwischen 2018 und 2050 wird der Wasserstoffpreis durch lineare Interpolation zwischen 2018 und 2050 berechnet.

Tabelle 10-2: Annahmen über den Importpreis von grünem Wasserstoff in den verschiedenen Szenarien für die Jahre 2018 und 2050 sowie die Kennung der Simulationen.

Szenario	Wasserstoffimportpreis		Kennung der Simulation
	2018	2050	
IG50	5,00 €/kg	2,50 €/kg	J0215_201026_D0013_2011-2014_Dh01_P0064_B0022_TYear_R0004
IG75	5,00 €/kg	3,75 €/kg	J0216_201027_D0013_2011-2014_Dh01_P0066_B0022_TYear_R0004
IG100	5,00 €/kg	5,00 €/kg	J0214_201026_D0013_2011-2014_Dh01_P0065_B0022_TYear_R0006

Das Szenario IG100 ist als konservatives aber auch weniger importabhängiges Szenario in Grün dargestellt. Die grüne Farbe soll ein kleineres Risiko für die Umsetzung anzeigen, weil wir hier weniger stark auf das Handeln außerhalb Deutschlands angewiesen sind. Der sich ergebende starke Ausbau der erneuerbaren Energien ist sicher möglich.

Das in Bezug auf den H₂-Preis optimistischere und damit unsicherere Szenario IG50 ist in Rot dargestellt. Die rote Farbe zeigt ein höheres Umsetzungsrisiko an. Dieses besteht, weil

das Szenario nur realisiert werden kann, wenn Niedersachsen die berechneten großen Mengen grünen Wasserstoffs tatsächlich zu niedrigen Kosten angeboten bekommen kann. Dies ist nicht sicher.

Die Simulationsergebnisse werden in zwei Formen illustriert:

- a) *Balkendiagramme*: Diagramme mit gestapelten Balken zeigen für die Veränderungen des Energiesystems für viele verschiedene Komponenten in Vierjahresschritten. Abbildung 10-3 ist ein Beispiel hierfür. Diese Form der Darstellung zeigt immer das Szenario IG75 mit dem mittleren Preispfad für den importierten grünen Wasserstoff.
- b) *Liniendiagramme*: Diagramme mit drei Linien zeigen die Veränderung einer einzigen Komponente oder Größe für alle drei Szenarien. Abbildung 10-5 auf S. 77 ist ein Beispiel hierfür. Das Szenario IG100 ist in grün, IG75 in schwarz und IG50 in grün dargestellt. Für die Szenarien IG100 und IG50 sind Fehlerbalken eingetragen, welche die 25% und 75%-Quantile von 10 unabhängigen jeweils kostenoptimierten Transformationssimulationen sind. Die Größe der Fehlerbalken zeigt an, dass andere Szenarien Werte in diesem Bereich liefern ohne signifikant höhere Kosten zu verursachen. Die Simulationsergebnisse streuen, weil die verwendete Optimierungsmethode „Particle Swarm Optimization“ statistische Elemente enthält. Die Optimierung ist in Kapitel 9.7 auf S. 67 erläutert.

10.2 Energiebilanzen und Kraftwerkspark

Abbildung 10-1 zeigt die Energieträgerbedarfe und die Systemverluste durch Speicherung, Stromtransport und Abregelung erneuerbarer Energie für das Szenario IG75. Die farbigen Balken sind der niedersächsische Eigenbedarf.

Der Strombedarf ist in 2050 der größte Anteil gefolgt vom Bedarf an Wasserstoff. Diese Energieträger-Bedarfsverteilung ist das Ergebnis der Optimierung. Die Energieträgerbedarfe sind nach Abbildung 9-2 nämlich davon abhängig, welche Wandler für die Bedarfsdeckung optimalerweise eingesetzt werden. Die Anteile der verschiedenen Wandler wurden vom Optimierer so gewählt, dass die Systemkosten minimiert werden.

Der Solidaranteil an Energieträgerbedarfen ist hellgrau dargestellt. Zusätzlich ist in dunkelgrau der nicht Niedersachsen zugerechnete Anteil der in Niedersachsen anlandenden Offshore Windenergie dargestellt. Vergleichen wir den Exportanteil plus durchgeleitete Windenergie mit dem Eigenbedarf, so stellen wir fest, dass das Energieaufkommen Niedersachsens *doppelt so groß* ist wie der Eigenbedarf. Es ist offensichtlich, dass dieser Faktor ein erhebliches wirtschaftliches Potenzial birgt, weil Niedersachsen damit eine zentrale Rolle bei der Energieversorgung der Bundesrepublik zufallen wird.

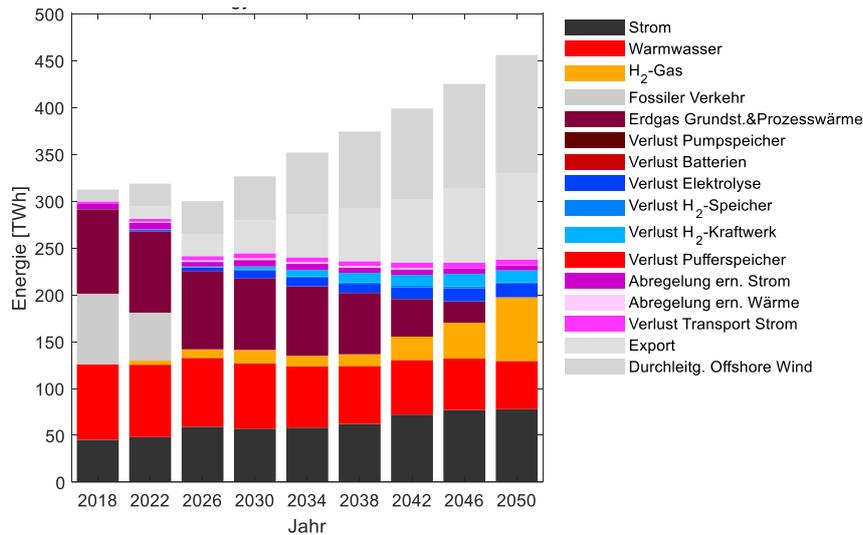


Abbildung 10-1: Energieträgerbedarfe und Verluste im Energiesystem. Diese Bedarfe sind durch die Summe aller Quellen zu decken, die in Abbildung 10-2 dargestellt sind. Der Solidaranteil ist als Export in hellgrau dargestellt. Zur Information ist zusätzlich durch Niedersachsen durchgeleiteter Offshore Windstrom in dunkelgrau dargestellt.

Diesem Bedarf an Energie für den Eigenverbrauch inklusive Kompensation von Verlusten, für den Export und für die Durchleitung muss eine exakt gleich große Deckung gegenüberstehen. Die deckenden Energiemengen sind aufgeschlüsselt nach Quellen in Abbildung 10-2 dargestellt.

Der Treibstoffbedarf für den fossilen Verkehr (Benzin und Diesel) nimmt schnell ab und leistet besonders große Primärenergieeinsparungen. Im Jahr 2050 leistet Windenergie (32%) und Wasserstoffimport (32), die größten Anteile und werden gefolgt von Photovoltaik (21%) und Umweltwärme (14%).

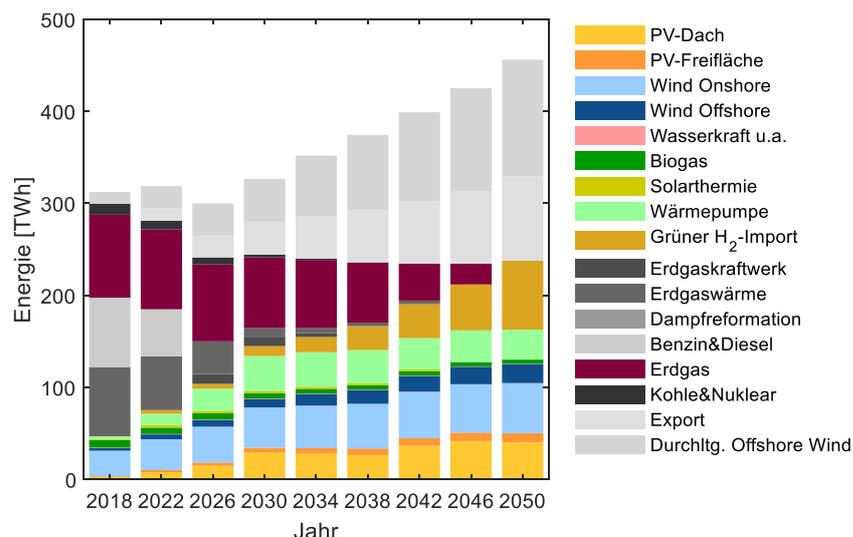


Abbildung 10-2: Den jährlichen Bedarf deckende Energiemengen im Szenario IG75 nach Quellen. Die farbigen Beiträge decken den Eigenbedarf. Der hellgraue Balken ist der Solidaranteil für den Export in andere Bundesländer und der dunkelgraue Balken ist die Energie aus Offshore Windenergie, die in Niedersachsen anlandet aber Niedersachsen nicht zugerechnet wird.

Abbildung 10-3 zeigt schließlich die Entwicklung der Nennleistungen des Kraftwerksparks für das mittlere Preisszenario IG75. Die farbigen Anteile dienen wieder der Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfes. Installierte Leistungen für den Export in andere Bundesländer sind hellgrau ausgewiesen.

Während die Flexibilität des Systems in 2018 mithilfe der fossilen Brennstoffe dargestellt wird, übernehmen gespeicherter und importierter Wasserstoff diese Rolle in 2050. Die Leistung der Batterien ist 9-fach kleiner als die Leistung der Wasserstoffspeicher.

Die im Vergleich zu den anderen Quellen besonders hohe installierte Leistung der Photovoltaikanlagen ergibt sich aus deren niedrigeren Volllaststundenzahl.

Die Importleistung von grünem Wasserstoff ist im Jahr 2050 in der Spitze 38 GW und damit unrealistisch hoch. Dies liegt daran, dass wir einen voll flexiblen H₂-Import angenommen haben. Die Volllaststundenzahl des H₂-Imports ist 1945 h. Ein zeitlich konstanter Import würde die zu importierende Leistung auf 8,4 GW reduzieren. Dafür wird dann ein größerer Speicher benötigt, um die Flexibilität auch bei zeitlich konstantem Wasserstoffimport darstellen zu können.

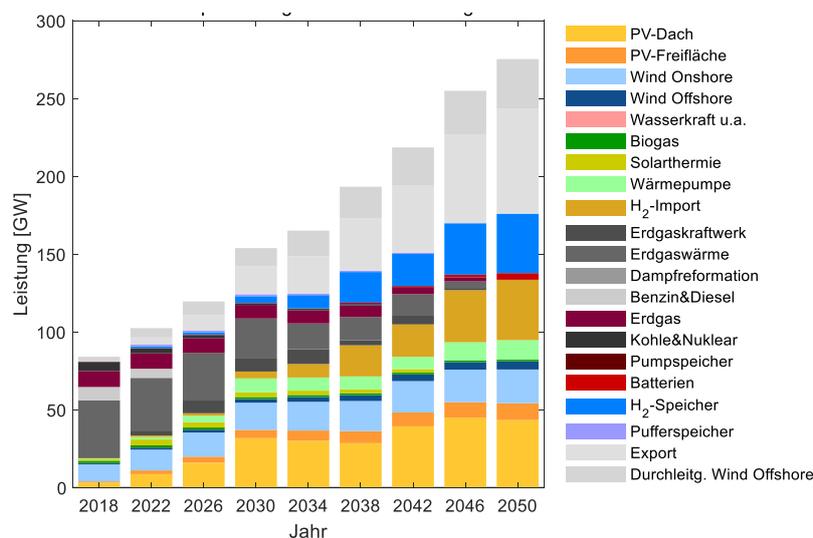


Abbildung 10-3: Simulationsergebnis für den Kraftwerkspark im mittleren H₂-Preis-Szenario IG75. Dieser Kraftwerkspark minimiert die angesetzte Kostenfunktion. Farbige sind die Leistungen, die zur Deckung des Niedersächsischen Eigenbedarfes erforderlich sind. Der hellgraue Anteil deckt den Solidaranteil für die anderen Bundesländer und ist als Export gekennzeichnet.

10.3 Emissionen und Kosten

Abbildung 10-4 zeigt die Restemissionen der drei Szenarien. Die erlaubten Restemissionen in Höhe von 45% in 2030 und 12,5% in 2050 werden jeweils eingehalten. Obwohl die Möglichkeit dazu besteht, werden die erlaubten Restemissionen nicht unterschritten. Daher liegen die Kurven genau übereinander. Dies zeigt an, dass in jedem Jahr, die Grenzkosten der CO₂-Vermeidung positiv sind. Ein Vermeiden von mehr CO₂ als politisch gewollt kostet in jedem Jahr zusätzliches Geld.

Im Jahr 2050 werden die Restemissionen, wie in Kapitel 3.1 erläutert, vollständig den nicht oder nur schwer defossilisierbaren Bereichen zugeordnet. Das betrachtete Energiesystem ist daher in 2050 vollständig klimaneutral.

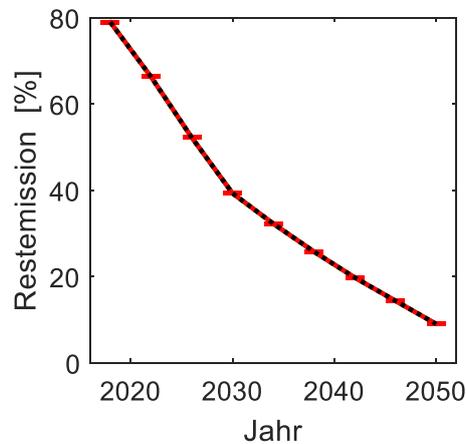


Abbildung 10-4: Restemissionen im Vergleich zu 1990. Die Kurven liegen für alle drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 aufeinander.

Abbildung 10-5 a) zeigt die Systemkosten inklusive der Kosten für die mit der Energiewende steigenden Bereitstellung von Exportenergie für die anderen Bundesländer. Abbildung 10-5 b) zeigt die Kosten ohne den Solidaranteil. Bei einem konstanten Importpreis liegen die Kosten im Jahr 2050 17% höher (grün, IG100) als bei mittleren Kosten (schwarz, IG75). Bei einem halbierten Importpreis (rot, IG50) liegen sie 19% unter den mittleren Kosten (schwarz, IG75). Daran zeigt sich die starke Abhängigkeit der Energiekosten von der Energiewende in den Fremdstaaten, die den grünen Wasserstoff für Niedersachsen auf Ihrer Landesfläche mit erneuerbaren Energien erzeugen. Das Risiko nicht ausreichender Importmengen kann reduziert werden, wenn möglichst viele verschiedene Staaten grünen Wasserstoff nach Deutschland liefern. Unser derzeit fossil dominiertes Energiesystem hat eine noch stärkere Importabhängigkeit als das zukünftige.

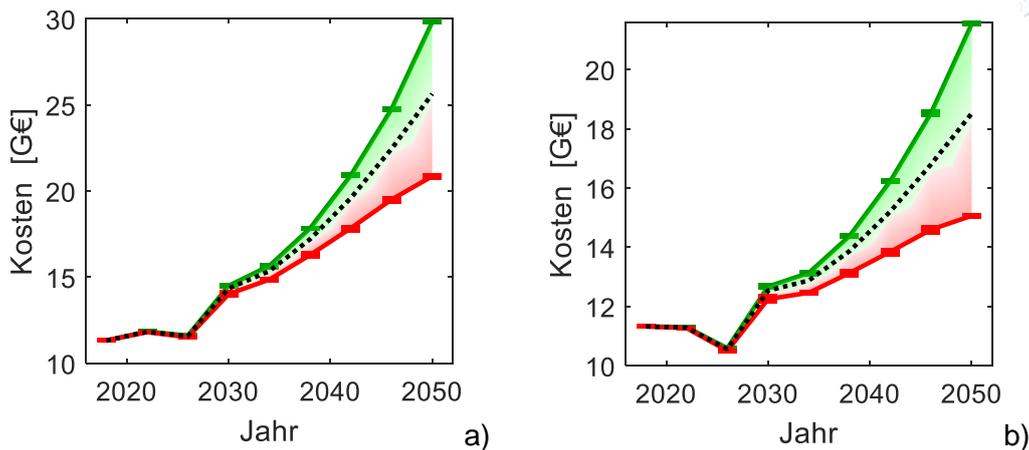


Abbildung 10-5: Vergleich der jährlichen Kosten über den Transformationspfad (inklusive des Anteils, der für die Bereitstellung von Energie gemäß Solidaritätsfaktor benötigt wird). Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil, b) allein für die Deckung des Niedersächsischen Eigenbedarfs.

Die jährlichen Kosten des niedersächsischen Energiesystems sollten ohne den Exportanteil in andere Bundesländer betrachtet werden, da diese Kosten dann auch von den importierenden Bundesländern getragen werden. Diese Kosten sind Abbildung 10-6 gezeigt und nach Energiequellen aufgeschlüsselt. Die Energiekosten steigen im Szenario IG75 über den Transformationspfad von 11,3 Mrd. €/a in 2018 auf 18,5 Mrd €/a in 2050 an. Am Ende entfällt der größte Anteil (46% oder 8,5 Mrd€/a) auf den Import von grünem Wasserstoff. Dies liegt in der gleichen Größenordnung wie die Kosten von 7,8 Mrd €/a im Jahr 2018 für die Bereitstellung fossiler Energie. Den zweitgrößten Anteil in Höhe von 41% oder 76,5 Mrd € machen erneuerbare Energien aus (16% für Windenergie, 12% für Photovoltaik, 10% für Umweltwärme und 3% für Biomasse).

Der Rest entfällt auf die Wasserstofftechnologien (7% für Elektrolyse und Speicherung und 6% für die Rückverstromung).

Wärmespeicher und Li-Ionenbatterien (außerhalb von Fahrzeugen) spielen kostenmäßig keine Rolle.

Aus dieser Kostenaufteilung ergibt sich auch der relative Nutzen für das niedersächsische Energiesystem aus Kostenreduktionen in den verschiedenen Blöcken im Jahr 2050. Am stärksten wirken sich Kostenreduktionen beim importierten Wasserstoff aus, gefolgt von solchen in der Windenergie, in der Photovoltaik, bei den Wärmepumpen, bei der Elektrolyse im Land, der H₂-Rückverstromung im Land und bei der Biomasse.

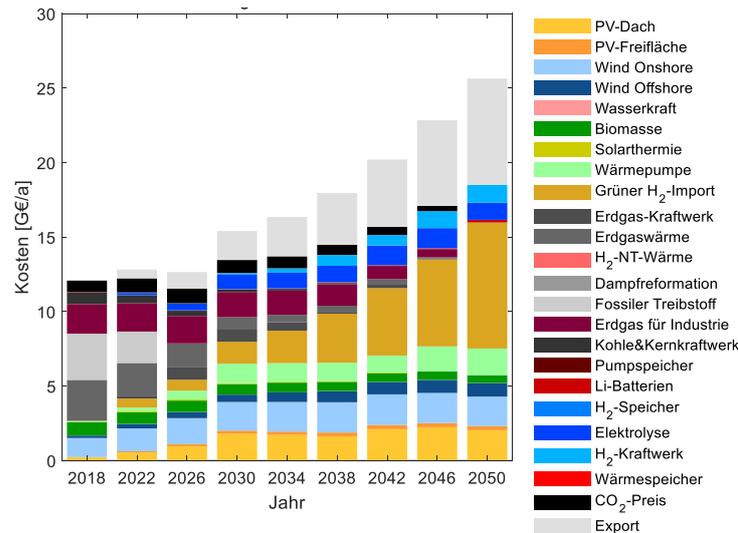


Abbildung 10-6: Vergleich der jährlichen Kosten über den Transformationspfad im Szenario IG75. Kosten für die Bereitstellung von Energie für die anderen Bundesländer gemäß Solidaritätsfaktor sind nicht enthalten.

10.4 Erneuerbare Energien

Die Abbildung 10-7 zeigt den Ausbau der Wind Offshore Kapazität. Um die Defossilierung des Energiesystems zu ermöglichen, werden erneuerbare Energien stark ausgebaut. Dabei spielt Wind Onshore aufgrund der im Vergleich zur Photovoltaik höheren Volllaststundenzahl und einem weniger stark von der Tageszeit abhängigen Einspeiseprofil eine systemisch wichtigere Rolle als die Photovoltaik. In allen drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 und in allen Jahren wird Wind Onshore soweit ausgebaut, wie die vorgegebenen Grenzen dies erlauben. Das sind Kapazitäten von 20 GW in 2030 und 30 GW in 2050. Dieses Ergebnis deckt sich mit den Ergebnissen von Voruntersuchung, welche zeigten, dass ohne eine extrinsische Beschränkung von Wind Onshore deutlich höhere Kapazitäten eingesetzt würden

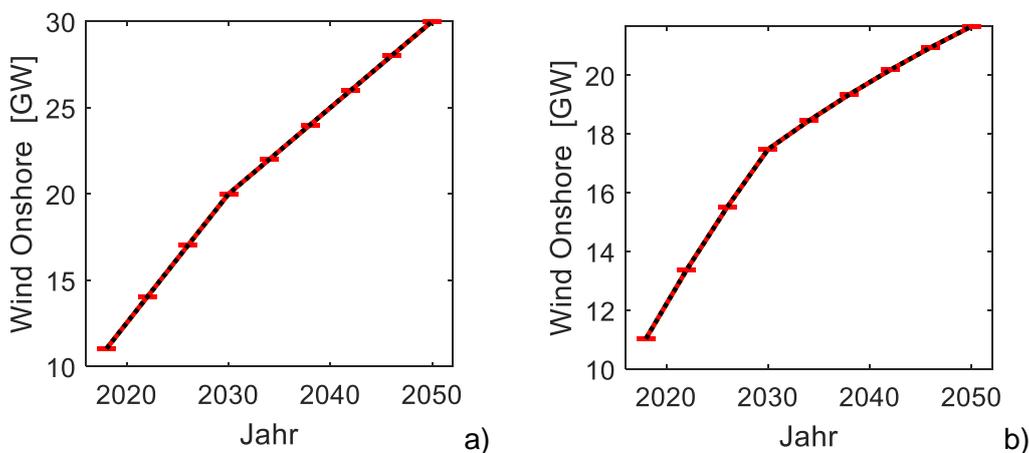


Abbildung 10-7: Installierte Leistung von Wind Onshore. Die Kurven liegen für alle drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 aufeinander. A) Mit Solidaranteil, b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Abbildung 10-8 zeigt den Ausbau der Dachflächen-Photovoltaik. Von 3,1 GW im Jahr 2018 steigt die installierte Leistung bis 2030 auf knapp 40 GW. Der weitere Verlauf ist stark vom angenommenen Importpreis für Wasserstoff abhängig. In den Szenarien IG75 und IG100 steigt die Kapazität bis auf die Obergrenze von 60 GW an. Im Szenario IG50 hingegen stagniert sie bis 2042 und fällt bis zum Jahr 2050 21 GW ab. Dies ist auf den mit billigerem grünen Wasserstoff einhergehenden geringeren Strombedarf für die Elektrolyse im Land und für die Prozesswärme zurückzuführen. Folglich sollte die Photovoltaik in Niedersachsen auf wenigstens 20 GW ausgebaut werden.

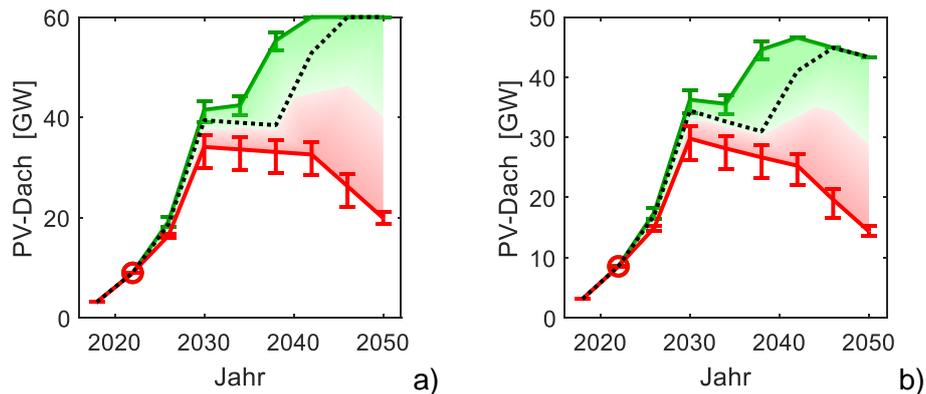


Abbildung 10-8: Installierte Leistung der Dachflächen-Photovoltaik. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H_2 -Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H_2 -Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Neben Strom wird auch Wärme als erneuerbare Energie eingesetzt. Dabei kommt vor allem der mit Wärmepumpen genutzten Umweltwärme eine große Bedeutung zu. Durch die Nutzung von Umweltwärme erzeugt sie aus einer kWh Strom durchschnittlich 2,7 kWh Wärme und spart so Primärenergieerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik. Dieser Wirkungsgrad macht sie aus Energiesystemensicht auch attraktiver als die ineffizientere Verbrennung von Wasserstoff. Abbildung 10-9 a) zeigt die thermische Ausgangsleistung der installierten Wärmepumpen unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors. Es ergibt sich ein von 500 MW in 2018 ausgehendes Wachstum auf über 31 GW in 2050. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von knapp 1 GW/a.

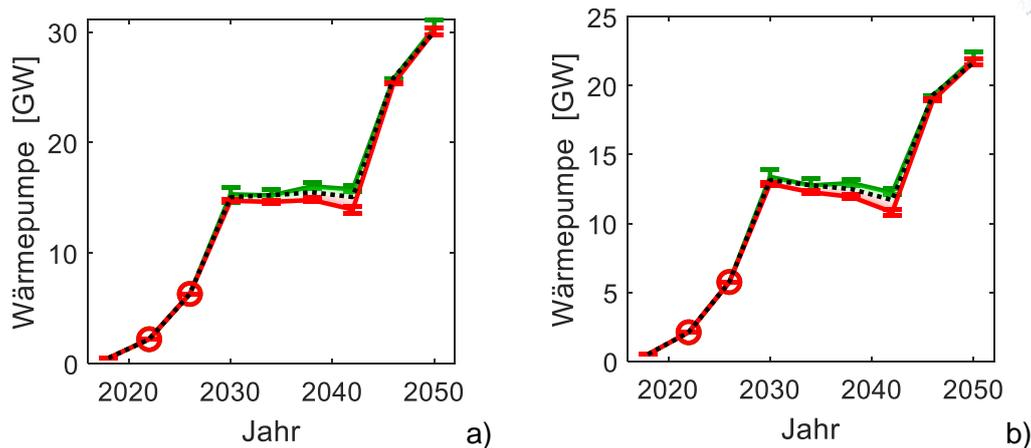


Abbildung 10-9: Installierte Leistung von Dachflächen-Photovoltaik. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H_2 -Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H_2 -Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Abbildung 10-10 a) zeigt die Entwicklung der Solarthermie unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors. Der Optimierer wählt für 2022 einen extrem starken Ausbau der Solarthermie auf 4 GW. Der in Abbildung 10-8 eingetragene Kreis bedeutet, dass ein stärkeres Wachstum der Solarthermie durch die modell-extrinsisch vorgegebenen Wachstumsbeschränkung verhindert wurde. Nach 2026 reduziert sich die Leistung der Solarthermieanlagen linear, weil abgeschriebene Anlagen aus dem System genommen werden. 2046 können auch die die 2020 in Betrieb genommenen Anlagen aus dem System genommen werden. Im Jahr 2050 wird weniger Solarthermie benötigt, es ergibt sich eine Bandbreite von 0 bis 2 GW. Das bedeutet, dass die Solarthermie kurzfristig eine große Bedeutung für das erneuerbaren Energiesystem hat, die aber schon ab 2026 wieder abnimmt, weil systemisch attraktivere Alternativen dann ausreichend bereitstehen.

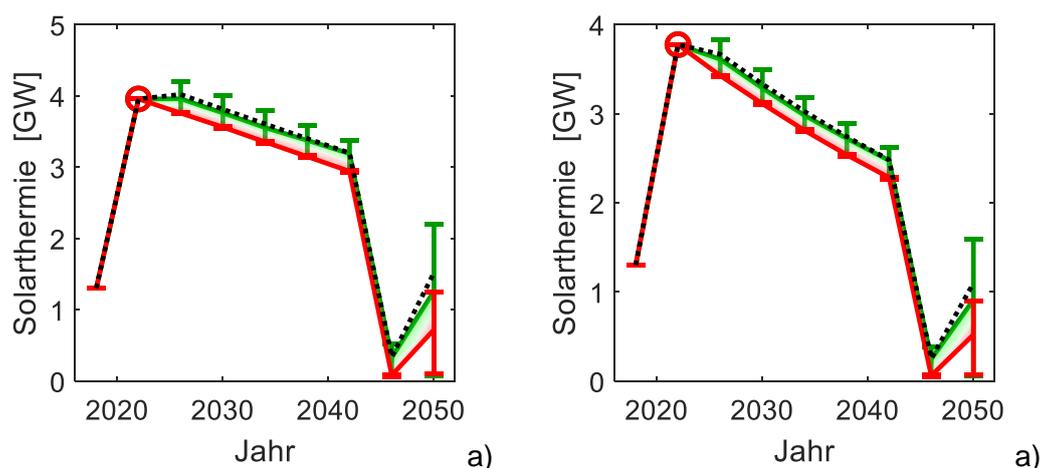


Abbildung 10-10: Installierte Leistung der Solarthermieanlagen. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H_2 -Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: Szenario IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: Szenario IG50 mit H_2 -Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

10.5 Flexible Erzeugungsanlagen

Unsere Systemmodell bietet für die Kostenoptimierung in jedem Jahr auch flexible elektrische Kraftwerksleistung auf Erdgasbasis an.

Abbildung 10-11 a) zeigt die vom Optimierer gewählte Kapazität der Erdgaskraftwerke an unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors. Zu Beginn der Energiewende mit noch moderaten Vorgaben für die Reduktion der CO₂-Emissionen und niedrigen CO₂-Preisen wird Strom aus Gaskraftwerken bis 2034 zunehmend eingesetzt. Bis 2030 werden sogar Kapazitäten hinzugebaut – in diesem Jahr benötigt das Energiesystem 11 GW installierte Leistung. So wird der Kohle- und Kernenergieausstieg teilweise kompensiert. Bis 2034 bis 2050 werden diese Gaskraftwerke durch emissionsfreie Technologien ersetzt.

Obwohl die noch erlaubten Emissionen stetig zurückgehen, werden die Gaskraftwerke in unserer Simulation noch bis kurz vor Ende des Transformationspfades benötigt. Die Volllaststunden sind jedoch gering und gehen immer weiter zurück. Im Jahr 2030 betragen sie 696 h und fallen in den Jahren danach auf unter 100 h. Sie sind damit reine Spitzenlastkraftwerke. Die Entwicklung der Gaskraftwerke ist in allen drei Szenarien ähnlich. Aktuell sind in Niedersachsen ca. 3 GW installiert. Da Gaskraftwerke im Modell die Restdeckung übernehmen, ist die benötigte und nicht die installierte Leistung dargestellt.

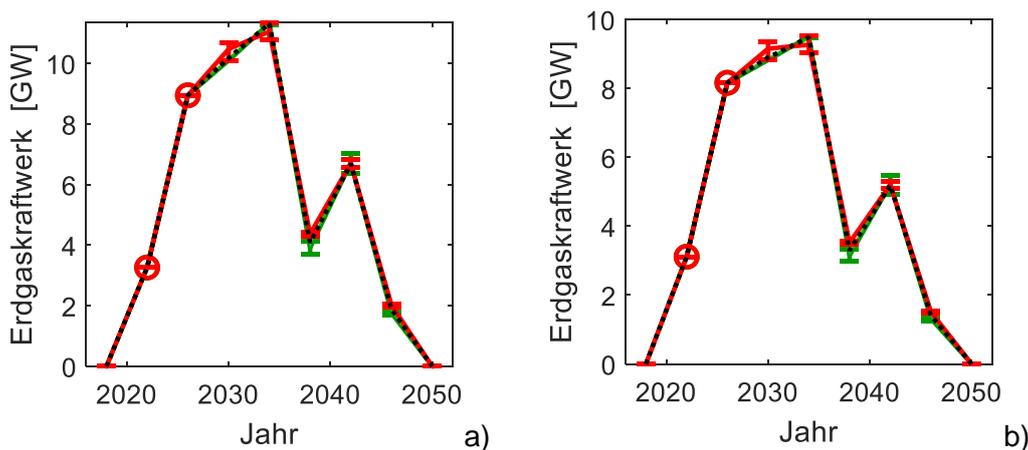


Abbildung 10-11: Benötigte Leistung an Erdgaskraftwerken. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. A) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Im Wärmesektor wird zu Beginn fast ausschließlich Erdgaswärme eingesetzt. Abbildung 10-12 a) zeigt die Entwicklung der Wärme aus Erdgas unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors. Bedingt durch die bei der Verbrennung entstehenden Emissionen sinkt die benötigte Leistung kontinuierlich bis auf null im Jahr 2050.

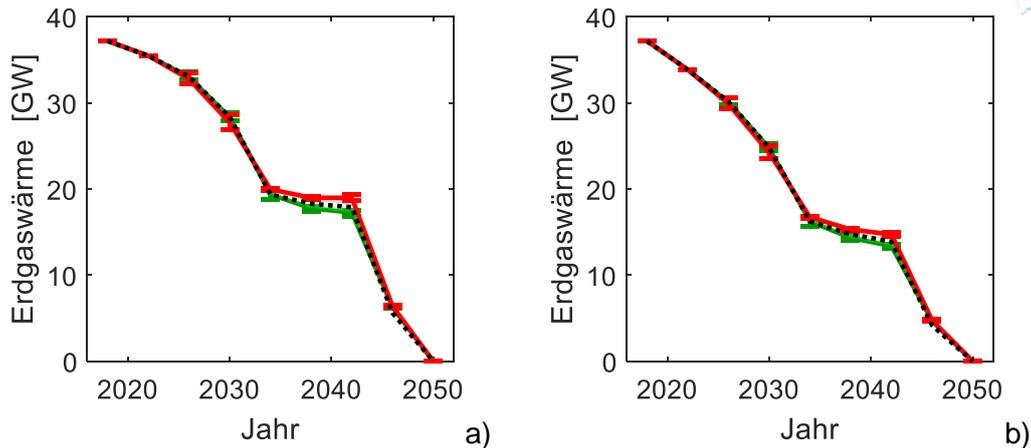


Abbildung 10-12: Benötigte Leistung an Erdgaswärme. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H_2 -Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H_2 -Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Nach dem Wegfall der fossilen Erzeuger kommt die Systemflexibilität für die Strombereitstellung in unserem Modell zunehmend aus Wasserstoffkraftwerken. Abbildung 10-13 a) zeigt deren Leistung unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors, die auf 25 bis 26 GW im Jahr 2050 ansteigt. Damit ergibt sich ein durchschnittliches Wachstum von 800 MW/a.

Die erforderliche Kapazität ist kaum vom Importpreisen für grünen Wasserstoff abhängig, weil im Kraftwerk sowohl importierte als auch inländisch erzeugter Wasserstoff verbrannt werden. Der leicht niedrigere Wert bei geringeren Importpreisen für Wasserstoff liegt darin begründet, dass im roten Szenario IG50 etwas mehr Wasserstoff und weniger Strom in den Anwendungen benötigt wird. Dies führt zu weniger Bedarf an Rückverstromung von Wasserstoff.

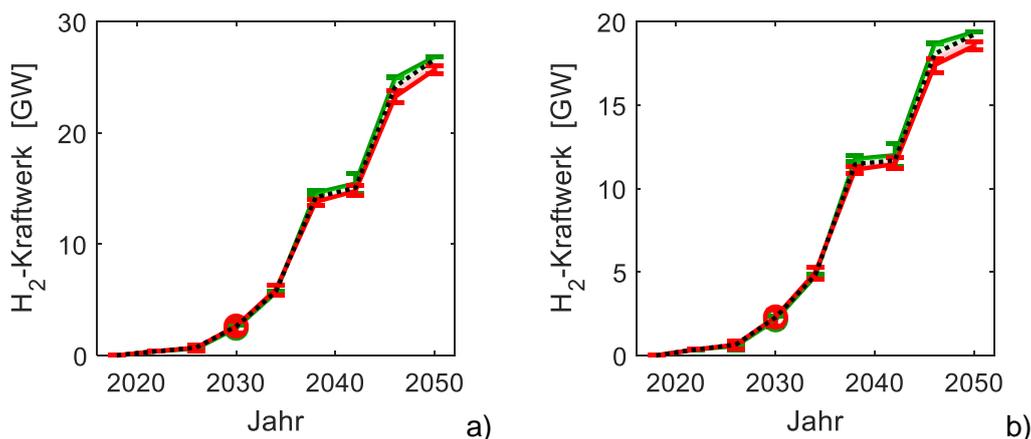


Abbildung 10-13: Installierte Leistung von Wasserstoffkraftwerken. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H_2 -Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H_2 -Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Abbildung 10-14 a) zeigt das Simulationsergebnis für den Speicherbedarf mit Lithium-Ionenbatterien unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors. Bei hohem H_2 -Import

Importpreisen (IG100, grün) werden Batterien benötigt um flexibel elektrische Leistung ein- und auszuspeichern, während bei geringen Preisen (IG50, rot) kaum Batterien eingesetzt werden. Dies liegt unter anderem daran, dass bei geringen Importpreisen mehr Flexibilität durch den Wasserstoffimport zur Verfügung steht.

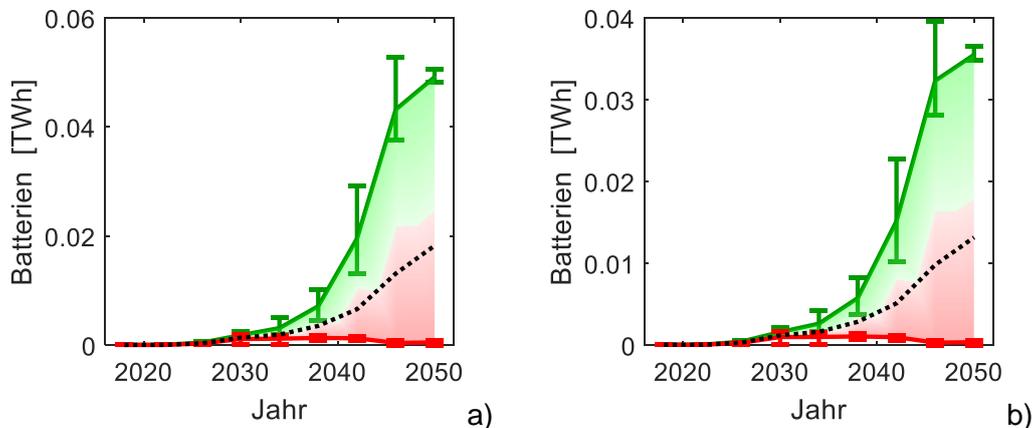


Abbildung 10-14: Installierte Kapazität von Li-Ionen-Batterien. Die Batterien in den elektrisch angetriebenen Fahrzeugen sind hier nicht mitgezählt. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

10.6 Wasserstoffbereitstellung

Grüner Wasserstoffimport

Abbildung 10-15 a) zeigt die optimierte maximale Importleistung für grünen Wasserstoff unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors. Sie ist kaum vom Importpreis abhängig und liegt in allen Szenarien am Ende bei 54 GW. Dies deutet darauf hin, dass der Import Spitzenlasten deckt, welche wegen mangelnder inländischer Energieerzeugung auch bei einem hohen Importpreis nicht anders bedient werden können.

Die sehr hohe Spitzenleistung ist eine Folge unserer Modellannahme, dass die importierte grüne Wasserstoffleistung vollständig flexibel ist.

Die extrem entgegengesetzte Annahme ist, dass der Wasserstoffimport statisch ist und sich über den Vierjahreszeitraum eines jeden gerechneten Stützpunktes nicht verändert. Dann ist die Flexibilität durch einen entsprechend vergrößerten Wasserstoffspeicher aufzubringen und die erforderliche konstante Importleistung im Jahr 2050 kann auf 11 GW für das Szenario IG100 mit teurem importierten Wasserstoff und auf 15 GW für das Szenario IG50 mit günstigem importierten Wasserstoff reduziert werden.

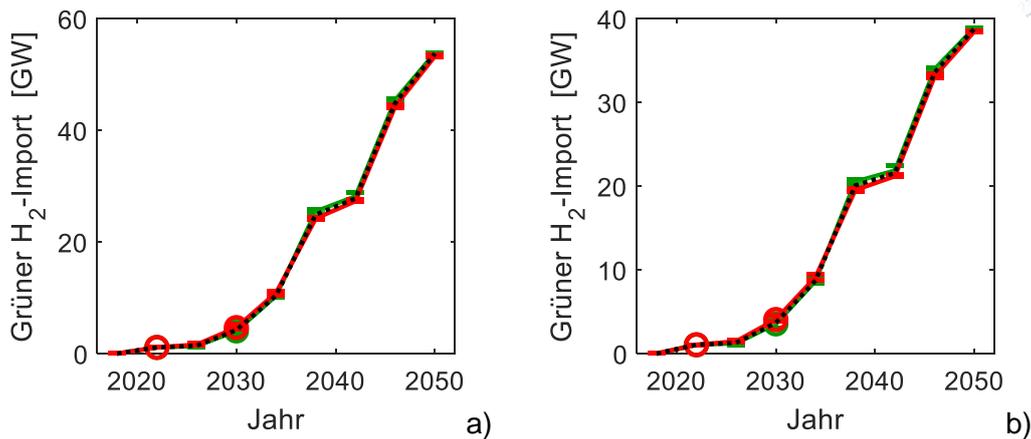


Abbildung 10-15: Importleistung für grünen Wasserstoff. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H_2 -Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H_2 -Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Elektrolyse

Bis zum Jahr 2030 ergibt sich in den verschiedenen Szenarien ein einheitliches Bild beim Ausbau der Elektrolyse-Ausgangsleistung, welche in Abbildung 10-16 dargestellt ist. Bis 2030 steigt sie stark an und erreicht einen Wert von ca. 8 GW.

Nach 2030 steigt die Elektrolyseleistung in den Szenarien IG100 und IG75 bis 2050 weiter an und liegt im Jahr 2050 bei ca. 21 GW. Dies entspricht einer durchschnittlichen Ausbaugeschwindigkeit von 660 MW/a. Solche Ausbaugeschwindigkeiten wurden zwar mit anderen Technologien schon erreicht, stellen für eine neue Technologie wie die Elektrolyse jedoch eine große Herausforderung dar. Für den Fall geringer Wasserstoffimportkosten (rot, IG50), wächst die Elektrolyseleistung ab 2030 deutlich langsamer, weil mehr importierter Wasserstoff verwendet wird. Die Elektrolyseleistung erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 11 GW.

Die Vollaststunden der Elektrolyse sind mit knapp 3000 bis 2000h eher gering. Der Grund dafür ist, dass unserer Optimierung die Summe aller berücksichtigten Kosten minimiert. Komponenten mit einer systemisch wichtigen Funktion kommen auch mit niedrigen Vollaststunden zum Einsatz, weil andernfalls an anderen Stellen des Energiesystems mehr Kosten anfielen als durch eine schlechte Auslastung der systemisch wichtigen Komponente entstehen.

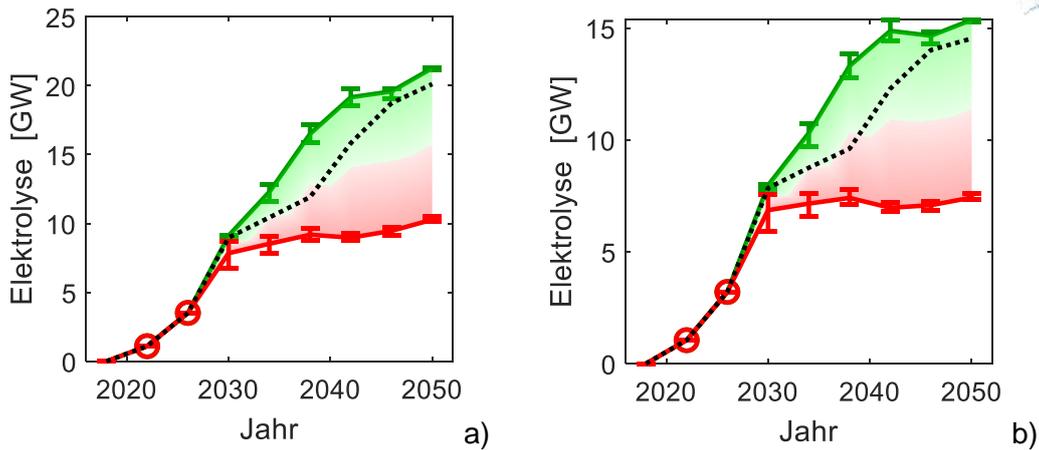


Abbildung 10-16: Installierte Leistung von Elektrolyseuren. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H_2 -Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H_2 -Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Anteile von Import und heimischen Wasserstoff

Abbildung 10-17 zeigt die Aufteilung der Bereitstellung des benötigten Wasserstoffs auf Import und inländischer Elektrolyse für das Szenario IG75 mit mittlerem Importpreis. Angegeben sind hier die Wasserstoff-Energiemengen pro Jahr. Es werden schon im Jahr 2022 insgesamt 7,4 TWh Wasserstoff eingesetzt. Für ganz Deutschland wird für 2020 ein Wasserstoffeinsatz von 60 TWh in Energieeinheiten erwartet [DIHK 2020], so dass der für 2022 prognostizierte Wert noch keine neue Größenordnung darstellt. Danach steigt die bereitgestellte Wasserstoffmenge allerdings kontinuierlich und liegt im Jahr 2050 alleine in Niedersachsen bei 144 TWh. Im Jahr 2050 entspricht dies einer importierten Menge von 104 TWh und einem Anteil von 72%. Die restlichen 28% werden in Niedersachsen per Elektrolyse hergestellt. Wasserstoff aus Dampfreformation spielt über den gesamten Transformationspfad keine Rolle.

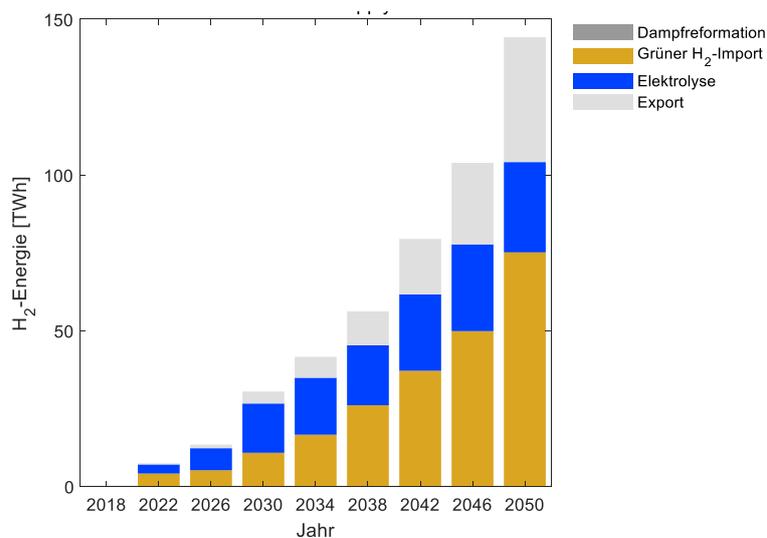


Abbildung 10-17: Bereitgestellte Wasserstoff-Energiemengen pro Jahr im Szenario IG75.

Wasserstoffspeicherkapazität bei voll dynamischem Import

Sowohl für den aus Elektrolyse hergestellten als auch den importierten Wasserstoff werden Speicher benötigt, um kurzfristige und saisonale Schwankungen auszugleichen.

Abbildung 10-18 a) zeigt die Entwicklung der erforderlichen H₂-Speicherkapazität unter Berücksichtigung des Solidaritätsfaktors. Diese liegt im Maximum bei 5 TWh im Jahr 2038. Dieser Wert ist kleiner, als die heute bekannten Gasspeichern, die in Niedersachsen vorhanden sind. Eine Realisierung dieser Speicher wäre also gut möglich. Bei der Beurteilung dieser niedrigen H₂-Speicherkapazitäten ist unbedingt zu berücksichtigen, dass unser Modell den H₂-Import als voll flexibel annimmt.

Der Rückgang der erforderlichen Speicherkapazität in der zweiten Hälfte des Transformationspfades lässt sich auf eine zunehmende Flexibilitätsbereitstellung durch mehr direkt verwendeten importierten Wasserstoff zurückführen.

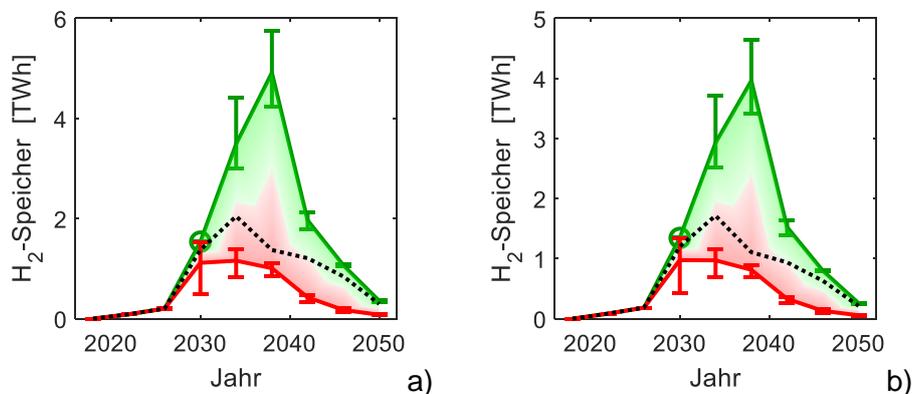


Abbildung 10-18: Installierte Kapazität von Wasserstoffspeichern. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: Szenario IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Diese Werte gelten für einen voll flexiblen Import. Wäre die importierte Leistung grünen Wasserstoffs statisch, dann stiegen die Speicherbedarfe mit den Jahren und betrügen im Jahr 2050 jeweils 16 TWh für IG50 (grün), 19 TWh für IG75 (schwarz) und 21 TWh für IG100 (grün). Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.

Wasserstoffspeicherkapazität bei statischem Import

Es sind größere Speicher erforderlich, wenn der Import des grünen Wasserstoffs eine hohe Flexibilität nicht leisten kann.

Aus den in unseren Szenarien simulierten Entladeprofilen können wir im Nachhinein ausrechnen, welche H₂-Speichergröße erforderlich gewesen wäre, wenn der importierte grüne Wasserstoff nicht bedarfsgerecht importiert worden wäre, sondern mit konstanter Leistung in den Speicher gegeben worden wäre. Wir kombinieren für diese Rechnung die schon bestimmten Entladeprofile mit einer konstanten Beladung.

Unter dieser der vorhergehenden konträren extremen Annahme stiege der Speicherbedarf im Gegensatz zu Abbildung 10-18 mit den Jahren monoton an (ohne Abbildung). Er betrüge

6,7 TWh im Jahr 2030 und 18,6 TWh im Jahr 2050, jeweils für das mittlere Szenario IG75.³ Auch diese größeren Speicherkapazitäten stehen in Niedersachsen zur Verfügung.

Die Wirklichkeit wird zwischen der beiden extremen Annahme eines voll flexiblen und eines voll statischen Imports liegen.

10.7 Wasserstoffnutzung

Die Mengen an Wasserstoff-Energie, welche in den verschiedenen Bereichen des Energiesystems eingesetzt wird, ist in Abbildung 10-19 für das mittlere Preisszenario dargestellt. Die jährlich genutzte Wasserstoffmenge steigt im Laufe des Transformationspfades auf 103 TWh an.

Hauptverbraucher sind die Grundstoffindustrie sowie Wasserstoffkraftwerke für die flexible Stromerzeugung. Für Prozesswärme und den Verkehr werden vergleichsweise kleine Mengen benötigt.

Keinen Einsatz findet Wasserstoff bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser.

Das angewendete Solidaritätsprinzip führt zu einem zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff für den Verbrauch in anderen Bundesländern. Dieser beläuft sich im Jahr 2050 auf 39 TWh.

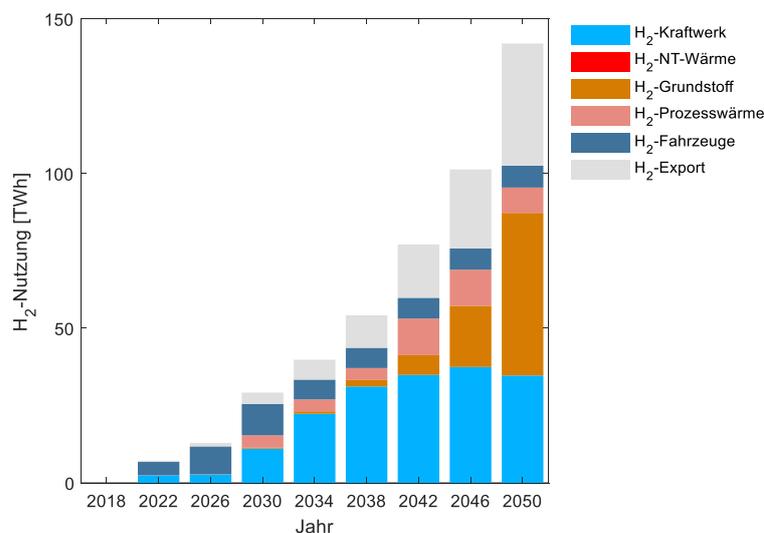


Abbildung 10-19: Jährlicher Bedarf an Wasserstoff in den verschiedenen Anwendungsbereichen für das Szenario IG75.

Abbildung 10-20 a) zeigt die Anteile des elektrischen und des H₂-betriebenen Verkehrs. Als erster Bereich wird der Verkehrssektor defossiliert. Bereits im Jahr 2022 sinkt der Anteil der mit flüssigen fossilen Kraftstoffen betriebener Fahrzeuge auf 62 % und liegt im Jahr 2026 bei

³ Bei zeitlich konstantem Import beträgt der Speicherbedarf im Jahr 2050 16 TWh für das Szenario IG50 und 21 TWh für das Szenario IG100.

0 %. An ihre Stelle treten Brennstoffzellen- und batterieelektrische Fahrzeuge. Letztere werden dabei vom Optimierer bevorzugt.

Im Jahr 2050 liegt der Anteil des elektrischen Verkehrs bei 85%. Dieser Wert ist nach unseren Annahmen der höchstens elektrifizierbare Anteil. Das lässt den Schluss zu, dass das Energiesystem auch mehr batterieelektrische Mobilität einsetzte, wenn dies erlaubt worden wäre.

Ab 2026 wird der restliche Anteil des Mobilitätsbedarfs durch Brennstoffzellenfahrzeuge gedeckt. Ihr Anteil steigt auf bis zu 24% an und fällt danach wieder auf 15%. Dies führt zu einem Wasserstoffbedarf von 7,1 TWh im Jahr 2050. Der Optimierer vermeidet den Einsatz von fossilen Kraftstoffen zunächst mit vielen Brennstoffzellenfahrzeuge, welche von batterieelektrischen Fahrzeugen ersetzt werden können, wenn die Lebensdauer der Brennstoffzellenfahrzeuge erreicht ist.

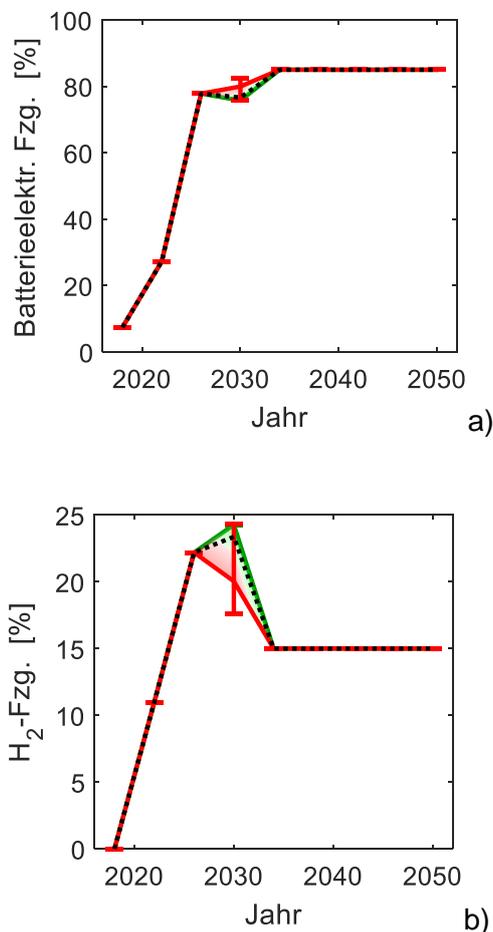


Abbildung 10-20: Anteile von a) batterieelektrischen und b) Brennstoffzellenfahrzeugen in der Mobilität. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken.

Die Abbildung 10-21 zeigt die Anteile elektrischer und H₂-nutzender Prozesswärme. Prozesswärme wird zu Beginn des Transformationspfades aus Erdgas und nur zu einem 9% aus Strom bereitgestellt. Unser Modell nimmt an, dass wenigstens 9% der Prozesswärme elektrisch bereitgestellt werden müssen.

Im Jahr 2030 tritt erstmalig Wasserstoff, jedoch noch in geringen Mengen, in die Prozesswärme ein. Ab 2038 wird Erdgas zunehmend durch Strom und Wasserstoff ersetzt. Dabei macht Strom den größeren Anteil aus. Abhängig vom Importpreis für Wasserstoff liegt der Anteil von Wasserstoff im Jahr 2050 zwischen 9% und 30%. Dies führt zu einem Bedarf von 3 bis 14 TWh Wasserstoff.

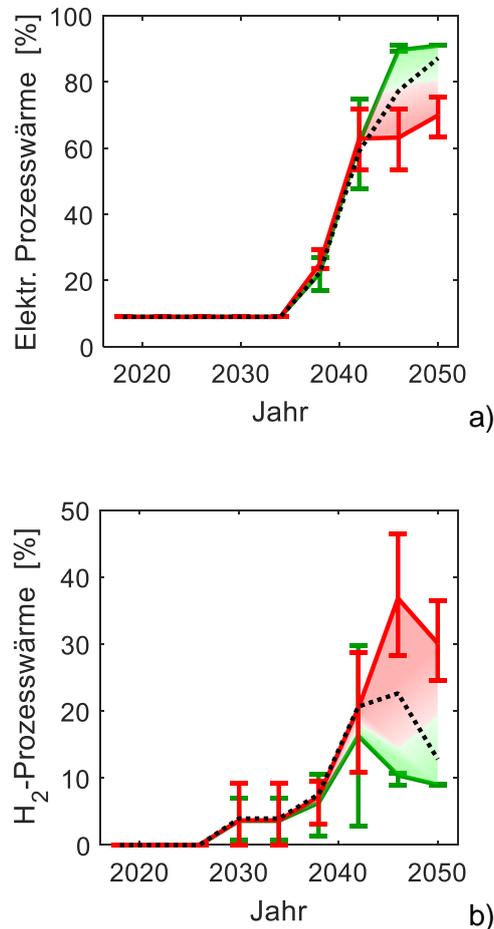


Abbildung 10-21: Anteile von a) Strom und b) Wasserstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: Szenario IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken.

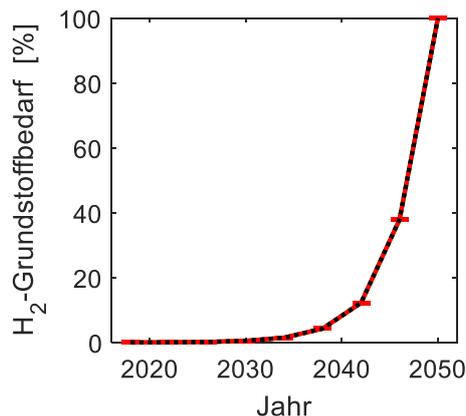


Abbildung 10-22 zeigt die Wasserstoffnutzung durch die Grundstoffindustrie. Die Nutzung von Wasserstoff für synthetische Kraftstoffe der Petrochemie sind hierin enthalten. Letztere werden für den Schiffs- und den Flugverkehr benötigt.

Da zur Deckung des Grundstoffbedarfs in unserem Modell nur Erdgas und Wasserstoff als Alternativen zur Verfügung stehen, muss der Anteil des Wasserstoffs im Jahr 2050, wenn keine Emissionen mehr erlaubt sind, zwangsläufig bei 100% liegen. Dadurch ergibt sich für die früheren Transformationsjahre eine Untergrenze für den Anteil des Wasserstoffs. Diese muss in jedem Jahr eingehalten werden, damit unter der gegebenen Wachstumsbeschränkung ein Anteil von 100% in 2050 erreicht werden kann. Die Untergrenze ergibt sich zu $100\% / 1,3^{2050-TY/a}$, wobei TY das Transformationsjahr ist. Der sich in diesen Grenzen ergebende Transformationspfad bildet genau diese Untergrenze ab. Das bedeutet, dass Wasserstoff vom Optimierer so spät wie möglich für die Grundstoffindustrie und für die Petrochemie eingesetzt wird, weil die Defossilierung hier vergleichsweise teuer ist. Aufgrund des sich so ergebenden exponentiellen Wachstums von Wasserstoff in der Grundstoffindustrie wird dieser erst ab 2040 mengenmäßig relevant. Vor allem der Sprung im letzten Transformationsschritt von 35 auf 100% ist in der Realität vermutlich kaum umsetzbar. Hier müsste früher als berechnet mit dem Umbau der Industrie begonnen werden, um am Ende keinen unrealistisch schnellen Ausbau zu erzwingen.

Der Grundstoffbedarf ist am Ende des Transformationspfades mit 53 TWh der größte Wasserstoffverbraucher.

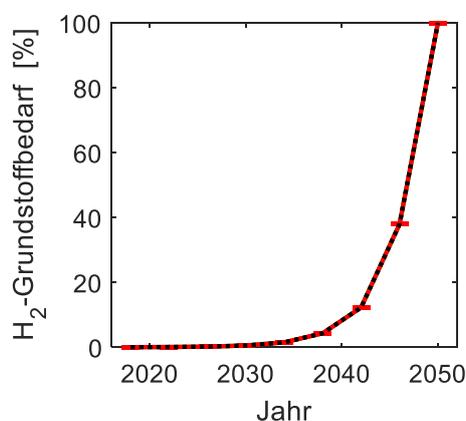


Abbildung 10-22: Anteil von Wasserstoff zur Deckung des Grundstoffbedarfs. Die Kurven liegen für alle drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 aufeinander.

10.8 Ergebnisübersicht

Nachfolgend sind für die Szenarien IG50, IG75 und IG100 die wichtigsten Kenngrößen für den Ausgangszustand 2018 und die Jahre 2030, 2042 und 2050 in den Tabellen 10-3 bis 10-5 aufgeführt. Die Tabellen weisen die Kennzahlen inklusive des Solidaranteils aus.

Die CO₂-Vermeidungskosten eines Jahres berechnen wir aus den Mehrkosten des Energiesystems und den CO₂-Einsparungen des Energiesystems im Vergleich zu 2018.

Die Endenergiekosten werden berechnet aus den gesamten Energiesystemkosten und der Summe aller Bedarfe an Energieträgern der verschiedenen Klassen. Vergleiche dazu Abbildung 9-1 in Kapitel 9.1 auf S. 56 und Abbildung 9-2 in Kapitel 9.3 auf S. 62.

Die Nutzenergiekosten werden berechnet aus den gesamten Energiesystemkosten und der Summe der Nutzenergiebedarfe aller Sektoren. Diese sind wegen der Wandlungsverluste immer höher als die Endenergiekosten. Sie dazu Abbildung 9-2 in Kapitel 9.3 auf S. 62.

Als Endenergiebedarf bezeichnen wir hier die Summe aller bereitgestellter Energieträger. Vergleiche dazu Abbildung 9-1 in Kapitel 9.1 auf S. 56. Verluste, wie z. B. Transportverluste des Stromnetzes, Speicherverluste und Wandlungsverluste der Elektrolyse sind nicht enthalten.

Tabelle 10-3: Simulationsergebnisse des Szenarios IG50 mit Importpreisen für grünen Wasserstoff, die im Laufe der Energietransformation von 5€/kg in 2018 auf 2,5 €/kg in 2050 sinken. Alle Angaben sind inklusive Energiebereitstellung für andere Bundesländer gemäß dem Solidaritätsfaktor.

	Einheit	2018	2030	2042	2050
Emissionen	%	78,99	45,00	25,50	12,50
CO₂-Vermeidungskosten	€/t	-	81,82	120,57	131,14
Endenergiekosten	€/kWh	4,15	6,01	7,40	7,63
Nutzenergiekosten	€/ct/kWh	5,31	6,40	7,90	8,80
Endenergiebedarf	TWh	299,68	279,58	298,36	319,90
H₂ Import	TWh	0,00	8,62	59,07	130,06
H₂ aus Nds,	TWh	0,00	17,03	20,82	24,34
PV-Dach	GW	3,14	36,41	34,91	21,17
PV-Freifläche	GW	0,73	6,08	11,43	15,00
Wind Onshore	GW	11,03	20,00	26,00	30,00
Wind Offshore	GW	0,72	2,67	5,50	7,21
Wärmepumpen	GW	0,51	14,62	14,10	30,27
Elektrolyse	GW	0,00	8,35	9,26	10,65
H₂-Kraftwerk	GW	0,00	3,10	14,69	25,40
H₂-Speicher	TWh	0,00	1,54	0,46	0,07
Li-Ionenbatterie	GWh	0,06	1,85	1,53	0,18
Wärmespeicher	GWh	10,39	10,31	5,39	2,95
H₂-Mobilität	%	0,00	15,31	15,02	15,00
Elektromobilität	%	7,40	84,69	84,98	85,00
H₂-Raumheizung	%	0,00	0,00	0,00	0,00
E-Prozesswärme	%	9,00	9,00	62,33	64,43
H₂-Prozesswärme	%	0,00	0,00	20,47	35,57
Erdgas-Brenner	GW	37,18	26,92	18,82	0,00
Erdgas-Kraftwerk	GW	0,00	10,90	6,82	0,00

Tabelle 10-4: Simulationsergebnisse des Szenarios IG75 mit Importpreisen für grünen Wasserstoff, die im Laufe der Energietransformation von 5€/kg in 2018 auf 3,75 €/kg in 2050 sinken. Alle Angaben sind inklusive Energiebereitstellung für andere Bundesländer gemäß dem Solidaritätsfaktor.

	Einheit	2018	2030	2042	2050
Emissionen	%	78,99	45,00	25,50	12,50
CO₂-Vermeidungskosten	€/t	-	96,85	150,38	201,76
Endenergiekosten	€/kWh	4,15	6,18	8,02	9,39
Nutzenergiekosten	€/ct/kWh	5,31	6,62	8,58	10,79
Endenergiebedarf	TWh	299,68	279,63	302,27	329,31
H₂ Import	TWh	0,00	12,34	47,84	104,05
H₂ aus Nds.	TWh	0,00	18,12	31,62	40,15
PV-Dach	GW	3,14	36,27	50,63	59,98
PV-Freifläche	GW	0,73	6,08	11,43	15,00
Wind Onshore	GW	11,03	20,00	26,00	30,00
Wind Offshore	GW	0,72	2,67	5,50	7,21
Wärmepumpen	GW	0,51	15,00	15,06	31,12
Elektrolyse	GW	0,00	8,62	15,80	20,76
H₂-Kraftwerk	GW	0,00	1,92	14,19	26,17
H₂-Speicher	TWh	0,00	0,97	1,08	0,28
Li-Ionenbatterie	GWh	0,06	0,33	1,49	12,49
Wärmespeicher	GWh	10,39	14,06	9,20	3,86
H₂-Mobilität	%	0,00	24,32	15,00	15,00
Elektromobilität	%	7,40	75,68	85,00	85,00
H₂-Raumheizung	%	0,00	0,00	0,00	0,00
E-Prozesswärme	%	9,00	9,00	52,24	78,66
H₂-Prozesswärme	%	0,00	8,47	28,22	21,34
Erdgas-Brenner	GW	37,18	28,91	17,85	0,00
Erdgas-Kraftwerk	GW	0,00	10,09	7,19	0,00

Tabelle 10-5: Simulationsergebnisse des Szenarios IG100 mit Importpreisen für grünen Wasserstoff, die im Laufe der Energietransformation von 2018 bis 2050 konstant 5 €/kg betragen. Alle Angaben sind inklusive Energiebereitstellung für andere Bundesländer gemäß dem Solidaritätsfaktor.

	Einheit	2018	2030	2042	2050
Emissionen	%	78,99	45,00	25,50	12,50
CO₂-Vermeidungskosten	€/t	-	98,43	176,58	264,79
Endenergiekosten	€/kWh	4,15	6,20	8,64	10,97
Nutzenergiekosten	€/ct/kWh	5,31	6,65	9,18	12,58
Endenergiebedarf	TWh	299,68	284,79	299,35	325,95
H₂ Import	TWh	0,00	7,37	35,89	98,60
H₂ aus Nds,	TWh	0,00	19,06	27,41	35,79
PV-Dach	GW	3,14	43,07	60,00	60,00
PV-Freifläche	GW	0,73	6,08	11,43	15,00
Wind Onshore	GW	11,03	20,00	26,00	30,00
Wind Offshore	GW	0,72	2,67	5,50	7,21
Wärmepumpen	GW	0,51	15,63	14,67	29,57
Elektrolyse	GW	0,00	8,75	17,92	21,14
H₂-Kraftwerk	GW	0,00	2,67	14,84	26,84
H₂-Speicher	TWh	0,00	1,54	2,12	0,36
Li-Ionenbatterie	GWh	0,06	2,34	34,61	50,58
Wärmespeicher	GWh	10,39	10,06	5,30	15,43
H₂-Mobilität	%	0,00	24,32	15,00	15,00
Elektromobilität	%	7,40	75,68	85,00	85,00
H₂-Raumheizung	%	0,00	0,00	0,00	0,01
E-Prozesswärme	%	9,00	9,00	81,65	91,00
H₂-Prozesswärme	%	0,00	0,82	0,82	9,00
Erdgas-Brenner	GW	37,18	28,06	18,35	0,00
Erdgas-Kraftwerk	GW	0,00	10,09	8,05	0,00

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Rote Linie: Prozentuale Emissions-Obergrenzen für Niedersachsen bezogen auf die Emissionen in 1990. Die Werte für 2016 folgen [RT 2016], der Wert für 2030 folgt der Empfehlung des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt [MU 2020]. Grüne Linie: Nicht energetische Emissionen können voraussichtlich nicht vollständig vermieden werden. Der Zielwert für 2050 folgt [RT 2016].	13
Abbildung 3-2: Die Fläche Niedersachsens macht 13,3% der bundesdeutschen Fläche aus. Wir nehmen an, dass die Energieversorgung Deutschlands gemäß dem Flächenanteil auf die verschiedenen Regionen zu verteilen ist.	15
Abbildung 4-1: Maximale Kapazitäten für die Energieversorgung aus Kohle und aus nuklearer Quelle in Niedersachsen.	23
Abbildung 8-1: Synthetisches Profil der elektrischen Leistung Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) einer Sommerwoche in 2018 mit stündlicher Auflösung.	39
Abbildung 8-2: Synthetisches Profil der elektrischen Leistung Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) im Jahr 2018 mit stündlicher Auflösung.	40
Abbildung 8-3: Synthetisches Profil der Prozesswärme-Leistung mit stündlicher Auflösung für a) eine Woche im Jahr 2018 und b) für das Jahr 2018.	42
Abbildung 8-4: Anteil der unsanierter Bestandsgebäude für eine Sanierungsrate, die von 2018 bis 2030 linear von 1% auf 2% steigt und danach bei 2% verharrt, jeweils bezogen auf den Bestand im Jahr 2018.	44
Abbildung 8-5: Synthetisches Profil der Nutzenergie für warmes Wasser in einer Winterwoche in 2018 mit stündlicher Auflösung.	47
Abbildung 8-6: Synthetisches Profil der Nutzenergie für warmes Wasser in im Jahr 2018 mit stündlicher Auflösung.	47
Abbildung 8-7: Elektrische Ladeleistung für batterieelektrische Fahrzeuge nach [COST 2014]. Das Profil ist auf einen Mittelwert von 1 skaliert, da der Absolutwert von dem vor der Optimierung noch unbekanntem Anteil der Batteriefahrzeuge abhängt.	54
Abbildung 8-8: Energiebedarfe für Heizung & Warmwasser, Grundstoffe inklusive Treibstoffe für Flug- und Schiffsverkehr, Elektrizität für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologie sowie für den Verkehr, jeweils in Niedersachsen. Der gemäß dem Solidaritätsanteil zusätzlich aufzubringende Exportanteil in andere Bundesländer ist grau dargestellt.	55
Abbildung 9-1: Leistungsflüsse für die Bereitstellung von Energieträgern im Programm ReLoS. Beige, schwarze, grüne, gelbe und rote Pfeile kennzeichnen die verschiedenen Energieträger. Die Zahlen zeigen die Priorisierungen der Betriebsführung an. Leistungsquellen sind grün und Leistungssenken sind rot dargestellt. Wandler sind grau dargestellt Speicher sind blau dargestellt und verhalten sich auf der Eingangsseite wie	

Senken und auf der Ausgangsseite wie Quellen. Die Ziffern kennzeichnen die Priorität der jeweiligen Energieflusskette. Diese Ketten sind in Tabelle 9-2 aufgelistet57

Abbildung 9-2: Die Nutzleistungsbedarfe können durch verschiedene Wandler bedient werden. Für jeden Sektor stehen H₂-basierte und andere fossile und erneuerbare Optionen zur Verfügung.....63

Abbildung 10-1: Energieträgerbedarfe und Verluste im Energiesystem. Diese Bedarfe sind durch die Summe aller Quellen zu decken, die in Abbildung 10-2 dargestellt sind. Der Solidaranteil ist als Export in hellgrau dargestellt. Zur Information ist zusätzlich durch Niedersachsen durchgeleiteter Offshore Windstrom in dunkelgrau dargestellt.74

Abbildung 10-2: Den jährlichen Bedarf deckende Energiemengen im Szenario IG75 nach Quellen. Die farbigen Beiträge decken den Eigenbedarf. Der hellgraue Balken ist der Solidaranteil für den Export in andere Bundesländer und der dunkelgraue Balken ist die Energie aus Offshore Windenergie, die in Niedersachsen anlandet aber Niedersachsen nicht zugerechnet wird.74

Abbildung 10-3: Simulationsergebnis für den Kraftwerkspark im mittleren H₂-Preis-Szenario IG75. Dieser Kraftwerkspark minimiert die angesetzte Kostenfunktion. Farbige sind die Leistungen, die zur Deckung des Niedersächsischen Eigenbedarfes erforderlich sind. Der hellgraue Anteil deckt den Solidaranteil für die anderen Bundesländer und ist als Export gekennzeichnet.75

Abbildung 10-4: Restemissionen im Vergleich zu 1990. Die Kurven liegen für alle drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 aufeinander.....76

Abbildung 10-5: Vergleich der jährlichen Kosten über den Transformationspfad (inklusive des Anteils, der für die Bereitstellung von Energie gemäß Solidaritätsfaktor benötigt wird). Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil, b) allein für die Deckung des Niedersächsischen Eigenbedarfs.77

Abbildung 10-6: Vergleich der jährlichen Kosten über den Transformationspfad im Szenario IG75. Kosten für die Bereitstellung von Energie für die anderen Bundesländer gemäß Solidaritätsfaktor sind nicht enthalten.78

Abbildung 10-7: Installierte Leistung von Wind Onshore. Die Kurven liegen für alle drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 aufeinander. A) Mit Solidaranteil, b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.78

Abbildung 10-8: Installierte Leistung der Dachflächen-Photovoltaik. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.79

Abbildung 10-9: Installierte Leistung von Dachflächen-Photovoltaik. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen

an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.80

Abbildung 10-10: Installierte Leistung der Solarthermieranlagen. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: Szenario IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: Szenario IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.80

Abbildung 10-11: Benötigte Leistung an Erdgaskraftwerken. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. A) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.81

Abbildung 10-12: Benötigte Leistung an Erdgaswärme. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.82

Abbildung 10-13: Installierte Leistung von Wasserstoffkraftwerken. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.82

Abbildung 10-14: Installierte Kapazität von Li-Ionen-Batterien. Die Batterien in den elektrisch angetriebenen Fahrzeugen sind hier nicht mitgezählt. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.83

Abbildung 10-15: Importleistung für grünen Wasserstoff. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.84

Abbildung 10-16: Installierte Leistung von Elektrolyseuren. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.85

Abbildung 10-17: Bereitgestellte Wasserstoff-Energiemengen pro Jahr im Szenario IG75. ...85

Abbildung 10-18: Installierte Kapazität von Wasserstoffspeichern. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: Szenario IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken. Diese Werte gelten für einen voll flexiblen Import. Wäre die importierte Leistung grünen Wasserstoffs

statisch, dann stiegen die Speicherbedarfe mit den Jahren und betrügen im Jahr 2050 jeweils 16 TWh für IG50 (grün), 19 TWh für IG75 (schwarz) und 21 TWh für IG100 (grün). Offene Kreise zeigen an, dass die Begrenzung des Zubaus wirksam ist. a) Mit Solidaranteil und b) allein für die Deckung des niedersächsischen Eigenbedarfs.86

Abbildung 10-19: Jährlicher Bedarf an Wasserstoff in den verschiedenen Anwendungsbereichen für das Szenario IG75.....87

Abbildung 10-20: Anteile von a) batterieelektrischen und b) Brennstoffzellenfahrzeugen in der Mobilität. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken.....88

Abbildung 10-21: Anteile von a) Strom und b) Wasserstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme. Grün: Szenario IG100 mit konstant hohem H₂-Preis für importierten grünen Wasserstoff. Schwarz: IG75 mit Kostensenkung auf 75%. Rot: Szenario IG50 mit H₂-Kosten die auf 50% sinken.89

Abbildung 10-22: Anteil von Wasserstoff zur Deckung des Grundstoffbedarfs. Die Kurven liegen für alle drei Szenarien IG50, IG75 und IG100 aufeinander.....90

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Nichtenergetische Emissionen in Niedersachsen. Korrigierter regionaler Ansatz nach [RT 2016, Anhang C].	11
Tabelle 3-2: Übersicht über die in der Simulation angenommenen Emissionen in Niedersachsen.	12
Tabelle 3-3: Bevölkerungs- und Flächenanteile Niedersachsens an Gesamtdeutschland in 2018 und 2050. Bevölkerungszahlen aus [DEST 2019]. Der solidarische Verbrauchsanteil Nds. am deutschen Energieverbrauch wird durch das niedersächsische Energiesystem gedeckt.	16
Tabelle 4-1: Koeffizienten der Einspeiseprofile für c-Si-Zellen	18
Tabelle 4-2: Werte der Referenzanlagen für Wind Onshore	21
Tabelle 4-3: Werte der Referenzanlage für Wind Offshore	22
Tabelle 5-1: Vorlauftemperaturen T_{VL} für alle Jahre für den Bestand sowie für sanierte Gebäude und den Neubau.	27
Tabelle 5-2: Anteile der Wärmepumpenarten und Vorlauftemperaturen für die Berechnung einer mittleren Leistungszahl COP.	28
Tabelle 6-1: Übersicht über vorhandene Gasspeicher in Niedersachsen nach [Ganzer 2020] und angenommene Effizienzen für Ein- und Ausspeichervorgänge. Für die Simulationen wurde ein generischer Speicher verwendet, der auf den gewichteten Effizienzen des aktuellen niedersächsischen Speichermix beruht.	33
Tabelle 6-2: Parameter eines generischen Wasserstoffspeichers.	34
Tabelle 7-1: Physikalische Effizienzen des Straßenverkehrs in den Jahre 2018 und 2050. Werte für 2018 nach [Ramach 2015, S. 3318 & 3322 und darin Tabelle 2]	37
Tabelle 8-1: Anteile des Stromverbrauchs pro Sektor für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) in Deutschland im Jahr 2017 nach [AGEB 2019, S. 1.1, 2.1, 3.1]. Beispiel für das Lesen der Tabelle: 3,5% des gesamten Stromverbrauchs der Haushalte wird für Kraft verwendet.....	38
Tabelle 8-2: Jährliche Endenergie für Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Kälte (KLIK) in Niedersachsen.....	38
Tabelle 8-3: Anteile des Endenergieverbrauchs pro Sektor und Energieträger für Prozesswärme in Deutschland im Jahr 2017 nach [AGEB 2019, S. 1.1, 2.1, 3.1]. Beispiel für das Lesen der Tabelle: 30% des gesamten Stromverbrauchs und 0,4% des gesamten Gasverbrauchs der Haushalte wird für Prozesswärme verwendet.	40
Tabelle 8-4: Umrechnung von End- in Nutzenergie für Prozesswärme für Niedersachsen. ...	41

Tabelle 8-5: Jährliche Nutzenergie für Hochtemperatur-Prozesswärme (ProCH) in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Eigene Berechnungen mit Werten aus Tabelle 8-4 und [ERNES 2020, _S.xlsx, 4. Verbrauch Zelle 102.].....	41
Tabelle 8-6: Umrechnung von End- in Nutzenergie für Warmwasser in Niedersachsen.	43
Tabelle 8-7: Nutzenergie für Warmwasser in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Die Bedarfe für das Jahr n werden mit der Gleichungen (8-2) berechnet.	43
Tabelle 8-8: Umrechnung von End- in Nutzenergie für Raumwärme in Niedersachsen in 2018.	44
Tabelle 8-9: Annahme zum Anteil u unsanierter Bestandsgebäude in Niedersachsen, sowie zum Aufwuchs m durch Neubauten, jeweils bezogen auf Wohnfläche 2018.	45
Tabelle 8-10: Nutzenergie für Heizung im Bestand, in sanierten Gebäuden und im Neubau.	45
Tabelle 8-11: Nutzenergie für Heizung und Warmwasser in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Die Bedarfe für das Jahr n werden mit den Gleichungen (8-2) und (8-3) berechnet.	46
Tabelle 8-12: Nutzenergie für Heizung und Warmwasser in Niedersachsen in den Jahren 2018 und 2050. Die Bedarfe für das Jahr n werden mit den Gleichungen (8-1) berechnet oder linear zwischen 2018 und 2050 interpoliert.	48
Tabelle 8-13: Nutzenergie der verschiedenen Bereiche der chemischen Grundstoffindustrie, die zu einem Gesamtbedarf Q_{Petro} zusammengefasst werden.	49
Tabelle 8-14: Endenergiebedarf und Verkehrsleistung für den bodengebundenen Verkehr in Deutschland im Jahr 2018 nach [BMVI 2018] und hier S. 219, S. 241 und S. 303.	50
Tabelle 8-15: Nutzungseffizienzen ε_i des bodengebundenen Verkehrs in 2018 relativ zum Personenverkehr auf der Straße	50
Tabelle 8-16: Verkehrsleistungsäquivalente $VL\ddot{A}_{i,n}$ im Jahr n in Niedersachsen für 2018 und 2050 und Nutzleistungsäquivalente $NL\ddot{A}_n = \eta FLF, n VL\ddot{A}_n$ ohne Solidaritätsfaktor. Für 2050 sind die Werte auch mit Solidaritätsfaktor angegeben.	52
Tabelle 9-1: Die Energieflussketten werden den Gruppen 1.1 bis 3.1. zugeordnet. Diese Gruppen werden von der Betriebsführung nacheinander und mit den kleinen Nummern beginnen, abgearbeitet.	59
Tabelle 9-2: Die Energieflussketten, die im Programm ReLoS berücksichtigt werden. Die Kennzeichnung der Priorität ist auch in Abbildung 9-1 eingetragen. Prozesse gleicher Effizienz stehen zufälligerweise nicht im Wettbewerb, so dass die Reihenfolge der Ausführung keine Rolle spielt.	61
Tabelle 9-3: Preise für CO ₂ Emissionsäquivalente,	66

Tabelle 10-1: Historische Ausbauraten der Jahre 2016 bis 2019 und installierte Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik in Niedersachsen in 2018 sowie die mit der historischen Ausbauraten für 2050 berechneten Kapazitäten.....	71
Tabelle 10-2: Annahmen über den Importpreis von grünem Wasserstoff in den verschiedenen Szenarien für die Jahre 2018 und 2050 sowie die Kennung der Simulationen.	72
Tabelle 10-3: Simulationsergebnisse des Szenarios IG50 mit Importpreisen für grünen Wasserstoff, die im Laufe der Energietransformation von 5€/kg in 2018 auf 2,5 €/kg in 2050 sinken. Alle Angaben sind inklusive Energiebereitstellung für andere Bundesländer gemäß dem Solidaritätsfaktor.....	92
Tabelle 10-4: Simulationsergebnisse des Szenarios IG75 mit Importpreisen für grünen Wasserstoff, die im Laufe der Energietransformation von 5€/kg in 2018 auf 3,75 €/kg in 2050 sinken. Alle Angaben sind inklusive Energiebereitstellung für andere Bundesländer gemäß dem Solidaritätsfaktor.....	93
Tabelle 10-5: Simulationsergebnisse des Szenarios IG100 mit Importpreisen für grünen Wasserstoff, die im Laufe der Energietransformation von 2018 bis 2050 konstant 5 €/kg betragen. Alle Angaben sind inklusive Energiebereitstellung für andere Bundesländer gemäß dem Solidaritätsfaktor.....	94

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom, hier synonym zu zeitlich variabel (alternating current)
AP	Arbeitspaket
BHKW	Blockheizkraftwerk
BinRenElec	Abgeregelter erneuerbarer Strom (bin renewable electricity)
BinRenHeat	Ungenutzte erneuerbare Wärme (bin renewable heat)
CE	Konventionelles Stromkraftwerk (conventional electricity)
CG	Konventionelle Gasquelle (conventional gas), hier Wasserstoff aus Erdgas.
CHP	Kraft-Wärme-Kopplung (combined heat and power)
CUTEC	Clausthaler Umwelttechnik-Institut GmbH in Clausthal
CT	Konventionelle Heizung (conventional thermal), hier Heizkessel
DC	Gleichstrom, hier synonym zu „zeitlich konstant“ (direct current)
DCGen	Geothermische Leistungsquelle (DC generation)
Elec	Stromverbrauch, IKT, Mobilität, Prozesswärme
EE	Erneuerbare Energie(n)
efzn	Energieforschungszentrum Niedersachsen in Goslar
Gas	Grundstoffverbrauch der Industrie
Heat	Niedertemperatur Wärmeverbrauch, Raumheizung und warmes Wasser
HP	Wärmepumpe (heat pump)
H2	Gasspeicher (hydrogen cavern), hier Wasserstoffkaverne
H2EI	Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff (H ₂ electrolysis)
H2Tu	Gaskraftwerk (gas turbine), hier Wasserstoff-getriebene Stromerzeugung mit Kraftwärmekopplung
ISFH	Institut für Solarenergieforschung gGmbH in Hameln/Emmerthal, ein An-Institut der Leibniz Universität Hannover, Mitglied des Leibniz Forschungszentrums LiFE2050 der LUH.
IfES	Institut für elektrische Energiesysteme an der Leibniz Universität Hannover. Mitglieder des Leibniz Forschungszentrums LiFE2050 der LUH.
IG	Importierter grüner Wasserstoff (imported green hydrogen)
KLIK	Kraft, Licht, Informations- und Kommunikationstechnologien
Li	Kurzzeitspeicher (Lithium ion battery), hier Li-Ionenbatterie
LiFE2050	Leibniz Forschungszentrum für Energie, ein Forschungszentrum der Leibniz Universität in Hannover
LUH	Leibniz Universität in Hannover
MU	Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz in Hannover

Pu	Pumpspeicherwerk (pumped water)
POut	Ausgangsleistung (kW)
PV	Photovoltaik
PVR	Photovoltaik auf Dächern (PV roof)
PVF	Photovoltaik auf Freiflächen
PW	Prozesswärme
Q	Speicherkapazität (kWh)
SOC	Ladezustand (state of charge)
ST	Solarthermie (solar thermal)
TB	Thermischer Pufferspeicher (thermal buffer)
WindOn	Onshore Wind
WindOff	Offshore Wind
WK	Windkraft
WKA	Windkraftanlage

Danksagungen

Wir danken dem niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur für die kurzfristige Förderung dieses Projektes im Umfang von insgesamt 30 k€. Wir danken zahlreichen Mitarbeitern des niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz für die Anregung dieses Projektes sowie für die interessanten offenen Diskussionen und die Begleitung des Projektes. Herrn Capota danken wir für die sehr gute Schnittstellenarbeit zwischen Forschung und Umweltministerium, die wir sehr geschätzt haben und die zum Erfolg des Projektes beigetragen hat.

Quellen

- AEE 2020 Portal Föderal Erneuerbar der Agentur für Erneuerbare Energien.
https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/NI/kategorie/solar/auswahl/195-solarthermie_kollekt/versatz/0/, abgerufen am 25.11.2020
- AGEB 2017 H. Kleeberger et al., Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2016 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik TU München.
https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ife_-_einzelbericht_gewerbe__handel__dienstleistungen_2013_-_2016.pdf, abgerufen am 25.07.2019
- AGEB 2019 Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Stand November 2019. <https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html>, abgerufen am 09.04.2020
- AGORA 2019 F. Joas et al., Klimaneutrale Industrie – Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, Agora Energiewende, Berlin, 2020.
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-hauptstudie/>, abgerufen am 02.10.2020
- Badelt 2020 O. Badelt, S. Matthies, J. Wiehe; C. von Haaren; T. Gewohn, M. Stratmann, et al., Forschungsbericht (bislang unveröffentlicht), 2020.
- Bank 2007 Banks, A., et al. (2007). "A review of particle swarm optimization. Part I: background and development." *Natural Computing* 6(4): 467-484.
- Bank 2008 Banks, A., et al. (2008). "A review of particle swarm optimization. Part II: hybridisation, combinatorial, multicriteria and constrained optimization, and indicative applications." *Natural Computing* 7(1): 109-124.
- Bauer 2017 S. Bauer und M. Pichler, Underground Sun Storage: Ein Projekt zur Erforschung der Wasserstoffverträglichkeit von Erdgasporenspeichern. energie | wasser-praxis, 8/2017.
<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/1708bauer.pdf>, abgerufen am 23.03.2020
- BDEW 2018 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.
https://www.gaspool.de/fileadmin/download/regulatorisches/KoV_X/KoV_X_Leitfaden_Abwicklung_von_Standardlastprofilen_Gas.pdf, abgerufen am 09.04.2020
- BDEW 2020 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Jahresvolllaststunden 2018/19.
https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden_2018_2019_online_jaehrlich_Ba_26052020.pdf, abgerufen am 14.07.2020

- BDI 2018 P. Gerbert, P. Herhold, J. Burchardt, S. Schönberger, F. Rechenmacher, A. Kirchner et al., Klimapfade für Deutschland, The Boston Consulting Group; Prognos; Berlin, 2018.
<https://bdi.eu/media/publikationen/?topic=Energie%20und%20Klima#/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>, abgerufen am 20.03.2020
- BGW 2006 Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden.
http://www.gwb-netz.de/wa_files/05_bgw_leitfaden_lastprofile_56550.pdf, abgerufen am 09.04.2020
- BMVi 2016 Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Bundesverkehrswegeplan 2030.
https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/bundesverkehrswegeplan-2030-gesamtplan.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 06.08.2020
- BMVI 2018 Kraftfahrt-Bundesamt, Verkehr in Zahlen 2018/2019, 47. Auflage, Flensburg, 2018.
https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen_2018-pdf.html, abgerufen am 17.03.2020.
- BMWi 2014 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Marktanalyse Wasserkraft.
https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=11, abgerufen am 14.07.2020
- RT 2016 M. Faulstich, H.-P. Beck, R. Brendel, R. Hanke-Rauschenbach, J. Ahmels, A. Bensmann, J. Gollensted, J. z. Hingst, F. Kaiser, J. Krüger, R. Niepelt, G. Römer, I. Ryspaeva, H.-H. Schmidt-Kanenefendt and C. Yilmaz, Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050 - Zusatzgutachten zeitlich höher aufgelöste Szenarien, Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, Hannover, 2016.
- Cerb 2013 G. Cerbe, Technische Thermodynamik: Theoretische Grundlagen und praktische Anwendungen – 17. Auflage, Hanser Verlag, München. ISBN 978-3-446-43750-0
- COST 2014 D. L. de Tena Costales, "Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles - Long term analysis for Germany with a renewable based power supply" Dissertation, Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, 2014.
https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/2356/1/20140727_Large_Scale_Integration.pdf, abgerufen am 06.10.2019
- DENA 2017 S. Siegemund, The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2017.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9219_E-FUELS-STUDY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf, abgerufen am 20.07.2020

- DENA 2018 T. Bründlinger et al., dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, dena und ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Juli, 2018.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, abgerufen am 10.08.2020
- DESTA 2019a Destatis: 14. Bevölkerungsvorausberechnung 2019, Tabelle 12421-003 Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Bundesländer, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung, Hauptvarianten 1 bis 9.
<https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=12421-0003>, abgerufen am 13.08.2020
- DESTA 2019b Destatis: 14. Bevölkerungsvorausberechnung 2019, Tabelle 12421-003 Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Bundesländer, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung, Variante 2.
<https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=12421-0003>, abgerufen am 13.08.2020
- DIHK 2020 Wasserstoff - DIHK-Faktenpapier, Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK) Berlin, Juni 2020.
<https://www.dihk.de/resource/blob/24872/fd2c89df9484cf912199041a9587a3d6/dihk-faktenpapier-wasserstoff-data.pdf>, abgerufen am 25.11.2020
- DIW 2013 Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Berlin, 2013.
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf, abgerufen am 17.07.2020
- Eber 2001 Eberhart and S. Yuhui (2001). Particle swarm optimization: developments, applications and resources. Proceedings of the 2001 Congress on Evolutionary Computation (IEEE Cat. No.01TH8546).
- Eberle 2009 U. Eberle et al., Chemische und physikalische Lösungen für die Speicherung von Wasserstoff. Angew. Chem. 121, 6732 – 6757, 2009.
<https://doi.org/10.1002/ange.200806293>, abgerufen am 23.03.2020
- ERNES 2020 Michael Kruse (Erneuerbare Energie-Szenarien e.V.) Version 100prosim_d_200302.1302.
<https://www.ernes.de/seite/422657/softwaretools.html>, abgerufen am 09.04.2020
- ESYS 2017 Ausfelder et al., »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.
https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf, abgerufen am 20.03.2020

- ESYS 2019 Expertise bündeln, Politik gestalten – Energiewende jetzt! - Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende bis 2050 in Deutschland, gemeinsame Veranstaltung von Akademien-Projekt Energiesysteme der Zukunft, Bundesverband der deutschen Industrie e. V. Klimapfade für Deutschland und Deutsche Energie-Agentur dena, Berlin, 2019.
<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/impulspapier-studienvergleich/>, abgerufen am 15.03.2020
- EWNds 2020 Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz, Energiewendebericht Niedersachsen 2019, (Hannover, 2020).
https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/155141/Energiewendebericht_2019.pdf geladen am 17.5.2020.
- FCH2JU 2018 FUEL CELLS and HYDROGEN 2 JOINT UNDERTAKING, Addendum to the Multi – Annual Work Plan 2014 – 2020, Juni 2018.
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/MAWP%20final%20version_ended%20GB%2015062018%20%28ID%203712421%29.pdf, abgerufen am 10.08.2020
- Friedrich 2013 K. A. Friedrich: Wasserstoff als chemischer Speicher: Erzeugung, Verteilung und Speicherung, Energiespeichersymposium Stuttgart, 2012.
https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Friedrich_Wasserstoff_Chemische_Speicher.pdf, abgerufen am 23.03.2020
- Ganzer 2020 Leonhard Ganzer, TU Clausthal. Persönliche Kommunikation, 23.03.2020
- Gersh 2013 Jonathan Gershuny, O. Sullivan, Multinational Time Use Study. Centre for Time Research, University of Oxford.
<https://www.timeuse.org/mtus>, abgerufen am 02.04.2019
- GZB 2017 H. Born et al., Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes. Bestandsaufnahme und Trends, Bochum, 2017.
http://www.geothermiezentrum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/Projekte/WP-Studie/Web_WaermepumpenstudieIII_01.pdf, abgerufen am 08.07.2020
- Hau 2016 E. Hau, Planung, Errichtung und Betrieb. In: Windkraftanlagen. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2016.
https://doi.org/10.1007/978-3-662-53154-9_18
- IEA 2019 International Energy Agency, The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, 2019.
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, abgerufen am 02.10.2020
- ISE 2020 Fraunhofer ISE, Nettostromerzeugung in Deutschland 2018.
https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2018, abgerufen am 14.07.2020
- ISE 2018 Fraunhofer ISE, Levelized Costs of Electricity – Renewable Energy Technologies, Freiburg, 2018.
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/stu>

[dies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf](#),
abgerufen am 17.07.2020

- ISFH 2020 Eigene Abschätzung auf Basis von Erfahrungswerten aus verschiedenen Forschungsprojekten am ISFH
- IWES 2017 B. Hahn, D. Callies, S. Faulstich, J. Freier, D. Siebenlist, Technologiebericht 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Dezember 2017.
https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7046/file/7046_Windenergie.pdf, abgerufen am 10.08.2020
- Hau 2014 E. Hau, Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 5. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 2014. ISBN 978-3-642-28877-7
- HC 2017 How hydrogen empowers the energy transition, Hydrogen Council, Brüssel, 2017.
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/06/Hydrogen-Council-Vision-Document.pdf>, abgerufen am 17.03.2020
- Huld 2015 T. Huld, A. Gracia Amillo, Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum, *Energies*, 8, 5269-5181, 2015. doi:10.3390/en8065159
- HZG 2013 B. Geyer, B. Rockel, Helmholtz-Zentrum Geesthacht. coastdat-2 COSMO-CLM Atmospheric Reconstruction.
https://cera-www.dkrz.de/WDCC/ui/cersearch/q?query=coastDat-2_COSMO-CLM&page=0&rows=15, abgerufen am 25.03.2019
- IEE 2018 Fraunhofer IEE, Windmonitor, Betriebsergebnisse Wind Onshore.
http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_volllaststunden/, abgerufen am 14.07.2020
- JRC 2018 I. Tsiropoulos, D. Tarvydas, A. Zucker, Cost development of low carbon energy technologies, Joint Research Centre, 2018.
https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109894/cost_development_of_low_carbon_energy_technologies_v2.2_final_online.pdf, abgerufen am 10.08.2020
- KBA 2020 Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 01. Januar 2020.
https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html, abgerufen am 20.05.2020
- Kotzur 2018 L. Kotzur, Future Grid Load of the Residential Building Sector, 2018, Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt, Band 442, ISBN 978-3-95806-370-9
- LAK 2020 Länderarbeitskreis Energiebilanzen, CO₂-Bilanzen, laufend aktualisiert.
<https://www.lak-energiebilanzen.de/CO2-bilanzen/>, abgerufen am 13.08.2020

- Liu 2014 B. Liu et al., The impact of key parameters on the cycle efficiency of multi-stage RCAES system, J. Mod. Power Syst. Clean Energy 2, 422-430, 2014. <https://doi.org/10.1007/s40565-014-0090-y>
- LSN 2017 Landesamt für Statistik Niedersachsen, PV 1-j/2016, Umweltökonomische Gesamtrechnungen, Basisdaten für Niedersachsen, Hannover, Mai 2017.
- Mach 2015 O. Machhammer, A. Bode, W. Hormuth, Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen, Februar 2015, Chem. Ing. Tech. 2015, 87, No. 4, 409–418
- MU 2020 Diese Arbeit entstand im Austausch mit dem Niedersächsischen Umweltministerium (MU). Unser Ansprechpartner war Dr. M. Capota. Mit [MU 2020] zitierte Angaben gehen auf den Wunsch des Umweltministeriums zurück.
- NDS 2016 Leitbild einer nachhaltigen Energie- und Klimaschutzpolitik für Niedersachsen, Niedersächsische Landesregierung, 16.08.2016, https://www.stk.niedersachsen.de/download/109837/Leitbild_Klima.pdf, abgerufen am 24.11.2020
- NDS 2019 Niedersächsisches Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels (Niedersächsisches Klimagesetz – NklimaG), Gesetzentwurf der niedersächsischen Landtagsfraktionen SPD, CDU, 15.10.2019, Drucksache 18/4839 (18 S.)
- Niepelt 2019 R. Niepelt und R. Brendel: Wind-Solar-Wasserstoff aus Niedersachsen, Vortrag, 12. Niedersächsische Energietage, Hannover, 05.-06.11.2019
- NOW 2014 K. Stolzenburg et al., Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht , PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, Oldenburg, 31.03.2014. https://www.now-gmbh.de/content/2-bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/3-projektfinder/20191007-wasserstoffbereitstellung/20121031-integration-wind-wasserstoff-system/now_projektsteckbrief_03bst09.pdf, abgerufen am 24.03.2020
- NWS 2019 Norddeutsche Wasserstoffstrategie, Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer, 07.11.2019. https://www.mw.niedersachsen.de/download/149938/Norddeutsche_Wasserstoffstrategie.pdf, abgerufen am 24.11.2020
- OEMOF 2019a Open Energy Modelling Framework (Oemof), Dokumentation der demandlib. https://demandlib.readthedocs.io/en/latest/whats_new.html, abgerufen am 25.07.2019
- OEMOF 2019b Open Energy Modelling Framework (Oemof), Dokumentation der feedinlib. <https://feedinlib.readthedocs.io/en/stable/>, abgerufen am 25.07.2019
- OFGEM 2012 Dolman et al., Demand side response in the non-domestic sector. Final report for Ofgem. Element energy and De Montfort University.

- <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/07/demand-side-response-in-the-non-domestic-sector.pdf>, abgerufen am 25.07.2019
- OPSD 2019 Open Power System Data, Data package conventional power plants. Version 2018-12-20. https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2018-12-20, abgerufen am 19.01.2019
- PROG 2019 M. Koepp et al., Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben If: Windenergie auf See, Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Juli 2019. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bet-fichtner-prognos-endbericht-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=8, abgerufen am 06.10.2020
- PROG 2020 Andreas Kemmler et. al., Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030, 10.03.2020, Prognos AG, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8, abgerufen am 08.07.2020
- Ramach 2015 S. Ramachandran, U. Stimming, Well to wheel analysis of low carbon alternatives for road traffic. In: Energy Environ. Sci. 2015, Band 8
- Ruhnau 2019 O. Ruhnau et al., Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. In: Nature Scientific Data 2019, Ausgabe 6, Article 189, doi:10.1038/s41597-019-0199-y
- RWTH 2018 Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe RWTH Aachen, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2018. https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/07/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf, abgerufen am 18.07.2019
- Schlem 2020 Schlemminger et al., A cross-country model for end-use specific aggregated household load profiles. In Vorbereitung zur Veröffentlichung
- Sonn 1990 Dietrich Sonntag, Important new Values of the Physical Constants of 1986, Vapour Pressure Formulations based on ITS-90, and Psychrometer Formulae. In: Zeitschrift für Meteorologie, Band 40, Nr. 5, 1990
- SRU 2012 Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Umweltgutachten 2012, Verantwortung in einer begrenzten Welt; Erich Schmidt Verlag, Juni 2012. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2012_2016/2012_06_04_Umweltgutachten_HD.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 13.03.2020
- Stokes 2005 M. Stokes, Removing barriers to embedded generation: a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis. Dissertation at De Montfort University. <https://www.dora.dmu.ac.uk/xmlui/handle/2086/4134>, abgerufen am 29.11.2018

- Streblow 2017 R. Streblow, K. Ansorge, Genetischer Algorithmus zur kombinatorischen Optimierung von Gebäudehülle und Anlagentechnik, 2017, Gebäude-Energiewende, Arbeitspapier 7.
- Taylor 1986 J. B. Taylor et al., Technical and economical assessment of methods for the storage of large quantities of hydrogen, Int. J. Hydrogen Energy 11 (1), 5-22, 1986.
- UBA 2012 Umweltbundesamt, Daten zum Verkehr: Ausgabe 2012. (Umweltbundesamt, Dessau, 2012). <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/daten-verkehr>, abgerufen am 14.03.2020
- UMLAUT 2020 F. Schimek, T. Nauhauser, M. Robinius, D. Stolten, C. Hille, Wasserstoff Studie, umlaut energy GmbH, 2020.
file:///D:/Users/Florian/AppData/Local/Temp/2020_umlaut_wasserstoff-studie_2020-10-15-072559.pdf, abgerufen am 02.10.2020
- ÜNB 2019a 50 Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, Netzenwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
- ÜNB 2019b 50 Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>, abgerufen am 18.08.2019
- WIK 2008 M. Stronzik, M. Rammersdorfer und A. Neumann, Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 305 (WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef), https://tu-2019dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/lehrstuhlseiten/ordner_publicationen/publications/Stronzik_Rammerstorfer_Neumann_2008_Wettbewerb_Erdgasspeicher_DIK_DP305.pdf, abgerufen am 23.03.2020
- WIND 2018 A. Wallasch, H. Jachmann, S. Lüers, M. Heyken, K. Rehfeldt, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG. Teilvorhaben II e: Wind an Land, Deutsche WindGuard GmbH, März 2019. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7, abgerufen am 10.08.2020
- WIND 2019 D. Fraile, C. Walsh, Financing and investment trends The European wind industry in 2018, Wind Europe, April 2019. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2018.pdf>, abgerufen am 10.08.2020