

Energiewende-Szenarien in Deutschland um 2040

Klaus Maier

Dr. Andreas Geisenheiner

Juni 2024

Abstract

In sechs ausgewählten Szenarien, die eine mögliche Zukunft um 2040 beschreiben, werden grundsätzlich verschiedene Energiekonzepte für Deutschland betrachtet.

Die Untersuchung schließt alle drei Sektoren, *Strom*, *Wärme* und *Mobilität*, ein.

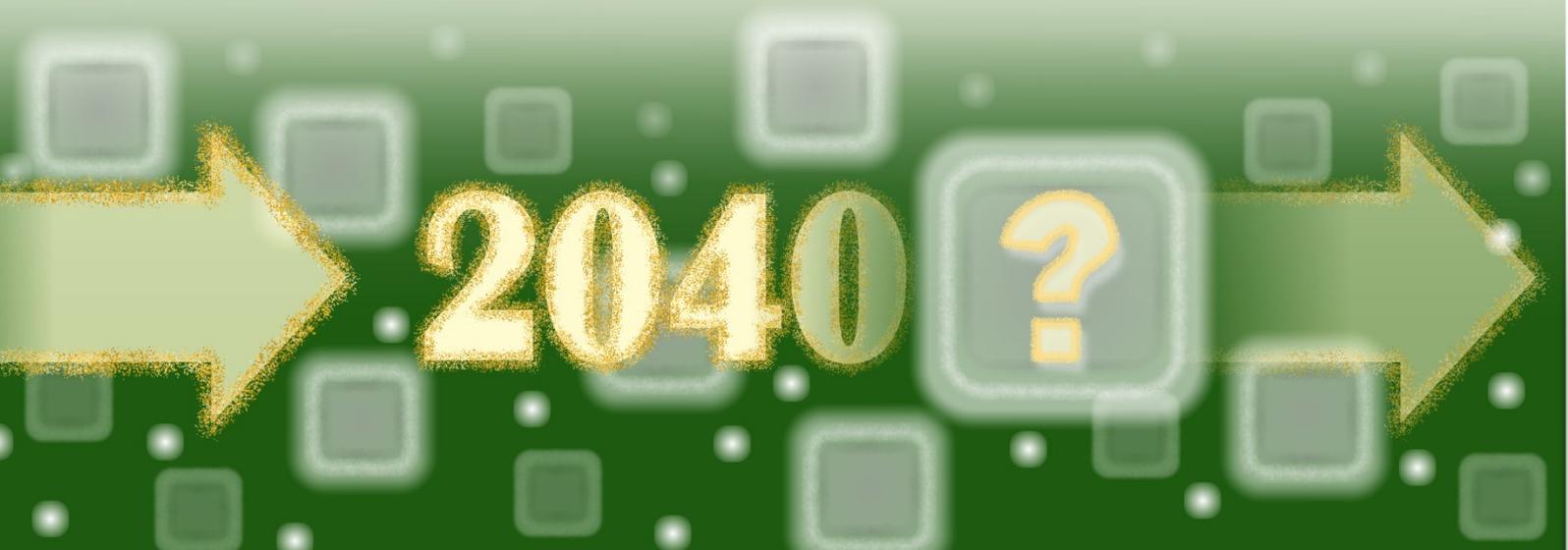
Die Lösungskonzepte weisen auf Zielkonflikte hin, da nicht alle angestrebten Merkmale gleichzeitig erreicht werden können.

Die Szenarien setzen gezielt verschiedene Techniken zur Bereitstellung und Wandlung von Energie für Gebäudeheizung, Prozesswärme und Verkehr ein.

Daraus ergeben sich quantitative Aussagen u.a. zur Menge der jeweiligen Energieträger, zum Umfang der **Volatilen Energien (VE)**, zur Anzahl der Kraftwerke und zu den resultierenden Emissionen an CO₂.

Die Berechnungen dieser Modelle werden primär unter energetischen Aspekten vorgenommen. Die Studie zeigt, welche Merkmale die Szenarien kennzeichnen, ob sie realisierbar sein können oder scheitern müssen.

Die finale Kostenabschätzung ist eine wesentlich Ergänzung zu den technischen Aussagen.



1 Kurzfassung der Ergebnisse

Die in diesem Papier^A untersuchten 6 Szenarien (*S1* bis *S6*) sind Versuche mit unterschiedlichen Mitteln eine vollständige Energieversorgung für Deutschland im Jahr 2040 zu entwerfen. Dabei werden Kombinationen von verschiedenen Energiequellen mit den jeweiligen Energiewandlungstechniken verwendet, die man sich im Jahre 2040 vorstellen könnte und zum Teil auch schon vorgeschlagen wurden. Die Szenarien reichen von der grünen Idealvorstellung einer autarken Energieversorgung, allein auf Basis Erneuerbarer Energien (EE), bis zur vorwiegend konventionellen Versorgung aus fossilen Energieträgern. Weiter wird zwischen heimischer Energieerzeugung bis zu weitgehendem Import variiert. So wird versucht, die Bandbreite der Möglichkeiten aufzuzeigen und zu vergleichen.

Das einheitlich verwendete Modell errechnet die Mengen der verschiedenen Energiearten und technischen Einrichtungen, die für das jeweilige Szenario benötigt werden. Damit wird ein angenommener Zustand im Jahre 2040 beschrieben, nicht aber ein Transformationsprozess dorthin.

Es wurden Kriterien aufgestellt und begründet, die nicht verletzt werden dürfen, wenn das jeweilige Szenario eine Chance auf Realisierbarkeit haben soll.

Alle 6 Szenarien erfüllen die Bedingung, die Nutzenergien von heute für die Verbraucher weitgehend konstant zu halten, damit kein Verlust an Lebensqualität eintritt und die Deindustrialisierung vermieden werden kann.

Zusammenfassend können als wichtigste Ergebnisse genannt werden:

Dekarbonisierung

- Das grüne Idealszenario (*S1*) einer Energieversorgung allein auf EE scheitert an 10 von 17 Kriterien und kann damit weder 2040 noch später realisiert werden.
- Ein weiteres Szenario (*S2*), das auf Wasserstoffimport setzt und damit ebenso CO₂-frei wäre, verletzt 7 Kriterien und scheitert damit ebenfalls.

Nur mit CO₂-Emissionen realisierbar

- Allein das Szenario (*S5*), das weitgehend fossile Energieträger einsetzt und eine Fortschreibung der bestehenden Situation ohne EEG, aber mit Kernenergie darstellt, verletzt keines der Kriterien und ist damit umsetzbar. Dafür erfordert es aber einen Anteil von 80 % an Energieimporten.^B Die CO₂-Emissionen sind damit natürlich die höchsten aller Szenarien.
- Die Reaktivierung der Kernenergie mit 8 KKW bis 2040 leistet einen wertvollen Beitrag zur Stromversorgung, stellt aber nur einen marginalen Anteil an der gesamten Energieversorgung bereit.

CCS und Fracking

- CCS (Carbon Capture and Storage) kann zwar einen Teil der CO₂-Emissionen vermeiden, erfordert aber einen immensen technischen Aufwand und erhebliche zusätzliche Energie. Es wird daher als nicht sinnvoll eingestuft.

^A Die vorliegende Version V1.1 unterscheidet sich im Wesentlichen zu V1.0 dadurch, dass die Nutzenergie für Niedertemperatur gegenüber 2019 weiter auf 80 % reduziert wurde, um dem Neubau von Gebäuden mit besserer Wärmedämmung Rechnung zu tragen. Gleichzeitig wurde die Nutzenergie für Mobilität um 10% gegenüber 2019 erhöht, da in Zukunft mit einem erhöhten Verkehrsaufkommen zu rechnen ist.

^B Die Importabhängigkeit war in den letzten 70 Jahren nie ein ernsthaftes Problem, wenn eine breite Palette an Lieferländern erhalten wurde.

- Fracking kann einen Beitrag zur Erdgasversorgung leisten, der aber, im Rahmen der angenommenen Obergrenze von 10 Mrd. m³ bis 2040, die Energie-Importquote nur um etwa 6% reduziert.

Speicher für eine gesicherte Stromversorgung aus Volatilen Energien (VE)

- Alle Szenarien, die wenig konventionelle Kraftwerke verwenden und dafür auf den VE-Ausbau (d.h. auf Wind- und PV-Anlagen) setzen, benötigen Backup-Gaskraftwerke. Die Überschussenergie aus VE, die über das Jahr in Form von Wasserstoff gespeichert wird, kann so als Strom wieder eingespeist werden. Im ungünstigsten Fall (*S1*) wird eine Speicherkapazität von ca. 55 TWh benötigt. Die vorhandenen Kavernen, die heute für Erdgasspeicherung genutzt werden, reichen für die in Szenario 1 notwendige Menge an Wasserstoff bei weitem nicht aus.

Alle Szenarien (bis auf S5) überschreiten die Grenzen der technischen Realisierbarkeit. Hinzu kommt, dass der nötige Ausbau der VE (Wind-, PV-Anlagen) die geforderten 2% Flächennutzung weit überschreiten.

Kosten der künftigen Energieversorgung

- Die finalen Kostenbetrachtungen verstärken die energetisch und technisch basierten Aussagen zur technischen Realisierbarkeit durch zusätzliche, klare ökonomische Argumente.
- Nur der Verzicht auf den substantiellen Ausbau der VE (*S5*) hält die Kosten für die Energieversorgung (Strom, Wärme, Mobilität) in der heutigen Größenordnung.
- Die volkswirtschaftlichen Mehrkosten gegenüber 2019 steigen bei wachsender CO₂-Einsparung überproportional an. Sie erfordern:
 - bei 50% CO₂-Einsparung (*S3, S4*) Mehrkosten vom 0,6-Fachen,
 - bei 80% (*S6*) Mehrkosten vom 1,4-Fache und
 - bei 100% CO₂-Einsparung (*S1, S2*) Mehrkosten vom 2- bis 4-Fachen des Bundeshaushalts von 2019.
- Die CO₂-Vermeidungskosten für Deutschland würden auf 600 bis 1400 Mrd. € pro Jahr wachsen, wenn man eine völlige CO₂-Vermeidung im Energiesektor erreichen will (*S1, S2*). Das entspräche weit mehr als eine Verzehnfachung¹ des heutigen CO₂-Preises von 45 € pro Tonne.

Mehrkosten in diesen Größenordnungen sind volkswirtschaftlich nicht vertretbar. Sie würden die Konkurrenzfähigkeit deutscher Produkte auf den Weltmärkten so weit schwächen, dass durch steigende Arbeitslosigkeit, verbunden mit fallenden Steuereinnahmen und bei gleichzeitig steigenden Sozialausgaben eine gesellschaftliche Verarmung eintreten würde.

Diese Studie können Sie hier herunterladen:

<https://magentacloud.de/s/Azie8ak9KCL5NQ4>

Dort finden Sie auch eventuelle Updates.

2 Einleitung

Seit über 20 Jahren wird an der Energiewende juristisch und planerisch gebastelt. Die Gesetze zur Energiewende und zum Klimaschutz mit ihren vielen Ausführungsverordnungen sind nach ständigen Änderungen so komplex geworden, dass es Fachleute braucht, die sich mit nichts anderem beschäftigen, um Investoren zu Subventionen und ökonomischen Vorteilen beraten zu können. Angefangen hat es mit der berühmten „Kugel Eis“^A. Inzwischen wachsen die Argumente der Kritiker in Studien und Artikeln mit Kostenaussichten von etlichen Billionen €.

Aufgrund der fehlenden saisonalen Großspeicher in einer Stromversorgung aus volatilen Stromerzeugern, wurde die Wasserstoffwirtschaft auf den Weg gebracht, die das Problem lösen soll. Dabei wird, neben vielen technischen Problemen, immer deutlicher, dass die Kosten einer Verstetigung volatilen Stromes volkswirtschaftlich nicht verkraftbar sind.

Bezeichnend ist, dass die Befürworter der Energiewende meist nur auf qualitativer Ebene argumentieren, die entscheidenden Quantitäten aber ausblenden.

Etliche Studien setzen den Fokus nur auf einen Aspekt des Projekts oder verengen sogar auf ein einziges Teilziel. So suggerierte die Nachricht, dass Deutschland nun den Strom zu mehr als 50% aus Erneuerbaren Energien (EE) erzeugt hat, für viele die Gewissheit, dass der Weg zur erfolgreichen Energiewende bereits zur Hälfte beschritten wäre und damit eine Verdopplung der volatilen Energien (VE), d.h. aus Wind und Sonne, ausreiche, um klimaneutral zu werden.

Bei dieser Nachricht wird unterschlagen, dass der Strombedarf krisenbedingt seit 2020 zurückgegangen ist, die Stromerzeugung aus Wind und Sonne heute nur einen Teil (ca. 70%) der EE darstellt und Strom nur zu einem Fünftel den Endenergiebedarf deckt. **Die genannten 50% bedeuten daher nur rund ein Fünftel des immer steiniger werdenden Weges. Es geht aber um den Gesamtenergiebedarf, der bereitzustellen ist.**

Allein eine deutlich aufwändigere und umfassende quantitative Untersuchung zeigt, was gehen könnte und was ausgeschlossen werden muss. Dies will diese Studie leisten.

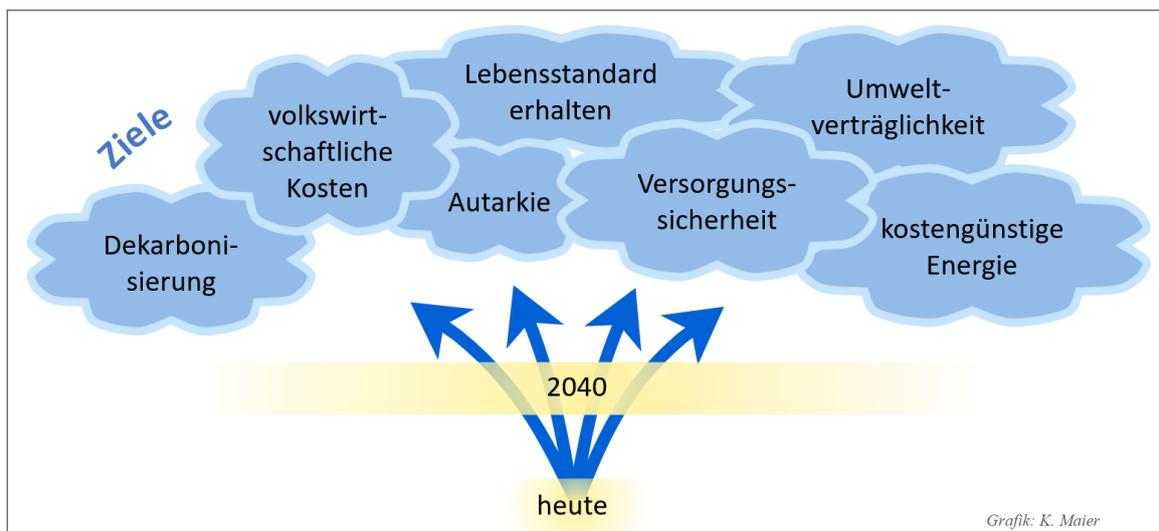


Abb. 2-1 Spannungsfelder

^A Damit wollte der ehemalige Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Trittin verdeutlichen, wie kostengünstig die Energiewende zu haben sei.

Um eine Abschätzung machen zu können, sind für alle Szenarien gemeinsame Randbedingungen festzulegen. Wir haben uns dabei auf Szenarien beschränkt, die sich in grundsätzlicher Art unterscheiden und die alternative Lösungsansätze repräsentieren. Die Spielwiese denkbarer Möglichkeiten ist groß. Es gilt, die Zielrichtungen der Konzepte zu definieren. Dabei gibt es Zielkonflikte, d.h. es können nicht alle wünschenswerten Ziele gleichzeitig erreicht werden (siehe Abb. 2-1 Spannungsfelder). Jedes Szenario hat dementsprechend eigene Zielschwerpunkte, alle garantieren aber den gleichen Bedarf an Nutzenergie (ca. 1900 TWh) beim Endkunden.

Zumindest auf nationaler (deutscher) Ebene ist es möglich, solche denkbaren Szenarien ausreichend detailliert aufzustellen und diese abschätzend durchzurechnen.

Die Szenarien beschreiben, wie das gesamte Energieversorgungssystem im Jahre 2040, entsprechend dem jeweiligen Konzept, aussehen soll. Das Modell berechnet dann die zugehörigen technischen und ökonomischen Konsequenzen.

Bei den Szenarien wird unterstellt, dass ab 2026 die nächste Bundesregierung die energiepolitischen Weichen neu stellen kann – in welche Richtung auch immer – und diese Ausrichtung konsequent bis mindestens 2040 durchgehalten wird.

Die konzipierten Szenarien sind Gedankenspiele, die mit unterschiedlichen Konzepten die quantitativen Anforderungen zu lösen versuchen. Sie sind weder innovativ noch als unsere Vorschläge zu sehen. Sie resultieren vielmehr aus veröffentlichten Lösungsvorschlägen der Befürworter der Energiewende und ergänzen diese mit alternativen Konzepten.

Die Autoren

Dipl.-Ing. Klaus Maier: Geb. 1951, Studium der Nachrichtentechnik (Elektrotechnik plus Informatik), beruflich 35 Jahre in Forschung und Entwicklung tätig, u.a. internationale Forschungsprojekte, nach Pensionierung seit 2014: 10 Studien, einige Artikel und ein Buch zur Energiewende geschrieben, Gutachter zur Wasserstoffwirtschaft im Landtag, Mitorganisator der Energiewendetagung 2022 in Stuttgart.

Dr.-Ing. Andreas Geisenheiner: Geb. 1947, Studium der chem. Verfahrenstechnik und Promotion an TU „Otto v. Guericke“ Magdeburg, beruflich in mehreren Werken der internationalen Zellstoff- und Papierindustrie als leitender technischer Angestellter tätig, nach Pensionierung 2012: Fachvorträge und Artikel zu Klima- und Energiefragen, Mitorganisator der Energiewendetagung 2022 in Stuttgart.

Unbefangenheitserklärung

Die Autoren erklären, dass sie keinerlei wirtschaftliche oder sonstige Vorteile von dieser Arbeit haben. Sie ist allein aus der langen Beschäftigung mit dem Thema und einer sorgfältigen Analyse entstanden.

Danksagung

Wir danken Frank Hennig, Dr. Klaus-Dieter Humpich und Manfred Haferburg für die fachliche Beratung zu den mehr oder weniger denkbaren zukünftigen Verhältnissen. Außerdem danke ich meinem Bruder Wolfgang Maier, der sein Leben lang in der Kraftwerkstechnik an leitender Stelle gearbeitet hat, für seine kritische Durchsicht. Ein besonderer Dank geht an Prof. Dr. Fritz Söllner, der sein kritisches Auge auf die Bewertung unserer Kostenabschätzung geworfen hat.

2.1 Verwendete Abkürzungen und Begriffe

Abkürzung	Bezeichnung	Erläuterung
CCS	Carbon Capture and Storage	Abscheidung von CO ₂ bei der Verbrennung fossiler Energieträger, hauptsächlich Kohle, zur Stromerzeugung mit anschließender Deponierung in tiefen Erdschichten oder unter dem Meeresboden.
CO ₂	Kohlenstoffdioxid	Betrachtet werden in den Szenarien nur die Konsequenzen auf das CO ₂ , das durch die Energieversorgung entsteht.
COP	Coefficient of Performance	Er gibt das Verhältnis der durch die Wärmepumpe erzeugten Wärme zu der dazu nötigen Antriebsenergie (Strom) an.
DAC	Direct Air Capture	chemisch-technisches Verfahren zur Gewinnung von Kohlenstoffdioxid (CO ₂) aus der Umgebungsluft.
EE	Erneuerbare Energien	In engerem Sinne werden in dieser Untersuchung nur die Umwelte-nergien verstanden, mit denen Strom erzeugt wird. Dazu gehören die →VE, Biomasse, Biogas, Wasserkraft, Geothermie
E-Fuels	Zu Deutsch: Elektro-Sprit	Synthetische Kraftstoffe, die mittels elektrischer Energie aus Wasser und Kohlenstoffdioxid hergestellt werden.
Endenergie		Durch Umwandlung und Veredelung der →Primärenergie kommt man zu den Endenergien, die beim Kunden am Ende der Verkaufskette ankommen (z.B. Kohle beim Kraftwerk oder Benzin für den PKW).
GuD	Gas und Dampf	Gaskraftwerk mit Nutzung der Abwärme des Turbinendampfs für eine weitere Turbine zur Stromerzeugung (hoher Wirkungsgrad).
H ₂	Chemisch für Wasserstoff	Grüner H ₂ wird aus CO ₂ -freiem Strom hergestellt. Wenn von H ₂ die Rede ist, wir hier immer der Wasserstoff
KE	Kernenergie	Technik, wie aus Kernbrennstoffen durch atomare Spaltung Energie gewonnen wird.
KKW	Kernkraftwerk	Wird in diesem Papier nicht zu den →konventionellen Kraftwerken gerechnet
Konventionelle Kraftwerke		Es gibt keine eindeutige Definition dafür. In dieser Untersuchung werden unter <i>konventionellen Kraftwerken</i> nur die verstanden, die mit fossilen Energieträgern Strom erzeugen.
LZS netto, brutto	Langzeitspeicher	Ist ein Stromspeicherkonzept, das nur mit →PtGtP realisiert werden kann. Der Wirkungsgrad liegt mit ca. 0,25 sehr niedrig. Die Netto-Kapazität ist die Energie, die auf der Output-Seite nach Vollladung zur Verfügung steht. Die Brutto-Kapazität ergibt sich durch den Wirkungsgrad. Sie ist die Netto-Kapazität, geteilt durch den Wirkungsgrad.
Nutzenergie		Die Endenergie wird zur →Nutzenergie gewandelt (z.B. Gas zur Raumwärme oder Benzin zur Motoleistung beim PKW).

Abkürzung	Bezeichnung	Erläuterung
Primärenergie		Zur Primärenergie gehören die natürlichen Formen: Kohle-, Erdöl- und Erdgasvorkommen, Uran, Wasserkraft, Sonnenstrahlung, Wind-energie, Erdwärme, Gezeitenenergie und Bio-masse.
PtGtP PtH ₂ tP	Power-to-Gas-to-Power	Es ist ein technisches Speicherkonzept. D.h. mit Strom wird Gas (H ₂ oder Methan) hergestellt und in Kavernen gespeichert. Dieser Energieträger kann dann später über eine Verstromung des Gases wieder zu Strom gewandelt werden. Eine solche Anordnung von technischen Einrichtungen ist funktionell ein Stromspeicher. Bei PtH ₂ tP ist das Gas H ₂ . Der →LZS wird folgend immer als H ₂ -Variante gerechnet.
PtX	Power-to-X	Bezeichnet eine technische Anlage, die aus Strom einen Energieträger herstellt. Der erste Schritt dazu ist die Elektrolyse, die zu H ₂ führt. Mit weiteren Schritten kommt man zu Methan (Ch ₄) und den E-Fuels. X steht für einen beliebigen Energieträger.
PV	Photovoltaik	Technik, wie aus Sonnenstrahlung Strom erzeugt wird.
PVA	Photovoltaik-anlage	Anlage, die aus Sonnenstrahlung Strom macht.
SV	Stromversorgung	Gesamtheit von Stromerzeugern, dem Stromnetz und den dazugehörigen Komponenten (Transformatoren, Schaltanlagen etc.)
synthetische Kraftstoffe		Grundsätzlich sind damit alle Kraftstoffe gemeint, die ohne fossile Grundstoffe (Rohöl) hergestellt werden (z.B. aus Biomasse). Folgend werden darunter →E-Fuels verstanden.
TRL	Technology Readiness Level	Beschreibt den technologischen Reifegrad einer Technik. Erst wenn der oberste Reifegrad (9) erreicht ist, ist eine sichere, langlebige und ökonomische Nutzung der Technik möglich.
VE	Volatile Energien	Strom aus Wind- und PV-Anlagen. Sie sind Teil der →EE. Während sich die EE: Biomasse, Biogas, Wasserkraft etc. nicht mehr steigern lassen, bleibt allein der Ausbau der VE für eine CO ₂ -freie Stromversorgung.
WEA	Windenergie-anlage	

Inhalt

1	Kurzfassung der Ergebnisse.....	2
2	Einleitung	4
2.1	Verwendete Abkürzungen und Begriffe.....	6
3	Aufgabenstellung	11
3.1	Motivation	11
3.2	Ungewissheit der gesellschaftlichen und technischen Zukunft	11
3.3	Worauf kommt es bei der Energieversorgung eines Industrielandes an?	12
3.4	Beschränkung der Untersuchung.....	13
3.5	Beschränkung des Arbeitsaufwandes	14
3.6	Auswahl der Szenarien	14
4	Methodik.....	16
4.1	Szenarien modellieren	16
4.2	Gesicherte Stromversorgung und Überschussenergie	17
4.2.1	Stromspeicher.....	17
4.2.2	Umgang mit der Volatilität	18
4.2.3	Verwendung der VE	19
4.3	Kostenvergleich.....	20
5	Erläuterung der gewählten Szenarien.....	21
5.1	S1 2040 Konzept: EE, H₂, autark	21
5.2	S2 2040 Konzept: EE, KE, H₂-Import	22
5.3	S3 2040 Konzept: EE, Gas, Kohle, Öl, H₂	22
5.4	S4 2040 Konzept: EE, Gas, Öl, KE	23
5.5	S5 2040 Konzept: EE, Gas, Öl, KE.....	23
5.6	S6 2050 Ziel: Minus 80% CO₂	24
6	Ergebnisse der energetischen Betrachtung.....	25
6.1	Dimensionierungs- und Ergebnistabelle	25
6.2	Kenngößen im Vergleich.....	26
6.3	Berechnungsvarianten.....	29
6.3.1	Anwendung von CCS als ergänzende Maßnahme	29
6.3.2	Verwendung von deutschem Fracking-Erdgas	29

6.3.3	Extra kalte Winter	30
6.4	Bewertung der Szenarien für 2040	31
6.4.1	S1 2040: EE, H ₂ , autark	31
6.4.2	S2 2040: EE, KE, H ₂ -Import.....	33
6.4.3	S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H ₂	35
6.4.4	S4 2040: EE, Gas, Öl, KE	37
6.4.5	S5 2040: EE, KE, Fossil-Import.....	39
6.4.6	S6 2050 Ziel: Minus 80% CO ₂	41
6.5	Möglichkeiten und Grenzen der Kernenergie.....	44
7	Kostenabschätzung.....	45
7.1	Die volkswirtschaftlichen Kosten	45
7.2	Die CO ₂ -Bepreisung	48
7.3	Bewertung	50
8	Fazit.....	52
8.1	Szenarienbewertung.....	52
8.2	Generelle Hinweise	53
8.3	Resümee	54
9	Anlage	56
9.1	Der Prozess der Modellierung	56
9.2	Einsparung von Endenergie.....	56
9.3	Werte der Szenarien.....	57
9.3.1	Szenario 1	58
9.3.2	Szenario 2	58
9.3.3	Szenario 3	59
9.3.4	Szenario 4	60
9.3.5	Szenario 5	60
9.3.6	Szenario 6	61
9.4	Energiequellen, technische Trends und Limits	62
9.4.1	Kernenergie	62
9.4.2	Kohlekraftwerke	62
9.4.3	CCS (Carbon Capture and Storage).....	62
9.4.4	Fixe Beiträge zur Stromerzeugung.....	65
9.4.5	Wärme aus Feststofffeuerung.....	66
9.4.6	Gaskraftwerke	66
9.4.7	Erdgas aus Deutschland	66
9.4.8	Kraftstoffe.....	67

9.4.9	Wärmepumpentechnik.....	67
9.4.10	Fernwärme.....	67
9.4.11	Langzeitspeicher (LZS)	68
9.4.12	Grenzen der Volatile Energien (VE)	69
9.4.13	Wasserstoff zur stofflichen Nutzung	69
9.4.1	Erdöl.....	70
9.4.2	Ausbau des Stromnetzes	71
9.4.3	Mindestanforderungen.....	71
9.5	Realisierbarkeit und Ziele	72
9.6	Ist Wasserstoff der geeignete Energieträger?	73
9.7	Flächenverbrauch durch VE-Anlagen	74
9.8	Nachhaltigkeit	75
9.9	Berechnungen zum Langzeitspeicher (PtGtP).....	76
9.9.1	Der Idealfall.....	77
9.9.2	Die Berechnung der LZS-Kenngrößen	78
9.9.3	Nutzung der Gaskraftwerke zur Rückverstromung	80
9.10	Verwendete Szenarien-Parameter	81
9.11	Parameter für Kostenabschätzung	82
9.12	Abbildungsverzeichnis	85
9.13	Tabellenverzeichnis	86
9.14	Quellen und Hinweise.....	86

3 Aufgabenstellung

3.1 Motivation

Ein so großes Generationenprojekt wie die Energiewende in Deutschland hat massive Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Kosten und die gesellschaftstragende Wirtschaft. Mit der verordneten Transformation sollen sich alle Lebensbereiche gravierend verändern. Es stellt sich daher die Frage, ob das zumutbar ist und ob das in wenigen Jahrzehnten vollzogen werden kann. Der Transformationsprozess nach der Idee der „All Electric Society“ läuft seit zwei Jahrzehnten und die offene Kritik daran wächst.

Es hat dazu viele Studien gegeben, die zwar gängigen wissenschaftlichen Standards genügen, aber die meisten dieser Arbeiten haben einen selektiven Blick auf *eine*, von den jeweiligen Autoren präferierte technische Lösung oder argumentieren an vielen Stellen nur *qualitativ*.^A

Unsere Arbeit stellt dem ein breiteres Spektrum von technischen Lösungskonzepten entgegen und bewertet diese aufgrund quantitativer Kriterien. Aus der Vielzahl der Beurteilungsaspekte (→3.4) werden nur solche genutzt, zu denen Werte errechnet werden können.

Das Papier verfolgt nicht das Ziel, eine alternative Energiewende (inkl. dem technischen und ökonomisch optimierten Transformationsprozess) zu erfinden, sondern es galt, die Frage zu klären, welche prinzipiellen Energieversorgungskonzepte es gibt und welche Implikationen diese haben würden.

3.2 Ungewissheit der gesellschaftlichen und technischen Zukunft

Eine grundsätzliche Neuausrichtung der gesamten Energieversorgung erfordert neben einer unanfechtbaren Begründung mehrere Jahrzehnte an Planungs- und Umsetzungsarbeiten.

Die Bundesregierung hat sich das Ziel der Dekarbonisierung bis 2045 gesetzt. Es darf vermutet werden, dass das Zieldatum alsbald auf 2050 oder gar auf 2060 verschoben werden wird. Solche Zeitbereiche sind technologisch kaum einschätzbar. Daher beschäftigen wir uns mit einer noch überschaubaren technischen Entwicklung, also der Projektion auf 2040. Ähnlich wie die IPCC-Modellierungen zum Klima sprechen wir daher von Szenarien und nicht von Prognosen.

Spontanentscheidungen der gerade herrschenden Politiker oder ein energiepolitischer Richtungswechsel sind für ein derart langfristiges Projekt selbstredend kontraproduktiv.

Die Planbarkeit eines grundsätzlichen Umbaus der Energieversorgung allein auf nationaler Ebene stößt auf mehrere Hürden:

- Welche Technologien sind im Zeitraum bis 2040 verfügbar?
- Werden neue wissenschaftliche Erkenntnisse die Prioritäten des Handelns verschieben?
- Wie entwickelt sich die Gesellschaft bis 2040 in sozialer und weltanschaulicher Hinsicht?

^A Beispielhaft kann die umfangreiche Kritik in dem offenen Brief von Dr. Björn Peters, Prof. Dr.-Ing. Holger Watter, Dr.-Ing. Peter Preusser, Prof. Dr.-Ing. Thomas Willner an die Autoren der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ genannt werden.
→ https://assets-global.website-files.com/6402604cf5eb58120b389179/644785054084c9f6fcc0bc1b_2021-08-15%20OFFENER%20BRIEF%20Energiewendestudien.pdf

- Ist ein dauerhafter gesellschaftlicher Konsens über die Ausrichtung der Energieversorgung möglich?
- Welche geo- oder europapolitischen Änderungen können sich bis 2040 auf das Projekt auswirken?
- Wie lange sind fossile Energieträger, insbesondere Öl, verfügbar?

3.3 Worauf kommt es bei der Energieversorgung eines Industrielandes an?

Ganz oben steht das Zieldreieck der Energieversorgung (siehe auch Abb. 2-1):

Versorgungssicherheit – Bezahlbarkeit – Umweltverträglichkeit.

Unter Versorgungssicherheit versteht man, dass alle Stromkunden jederzeit so viel Strom aus dem Netz entnehmen können, wie sie gerade brauchen. So soll es auch in Zukunft bleiben.

Wollte man der einfachen Logik folgen, dass die gesamte Primärenergie für die völlige Dekarbonisierung durch Strom ersetzt werden muss, müssten 3.600 TWh (statt 2019 rund 580 TWh) über das Stromnetz bereitzustellen sein. Das wäre gut das 6-Fache an Strom von heute.

Aber so einfach ist die Rechnung nicht zu machen. Man muss die Wandlungsstufen von der *Primärenergie* bis zur *Nutzenergie* bedenken, denn auf die Nutzenergie kommt es letztlich an.

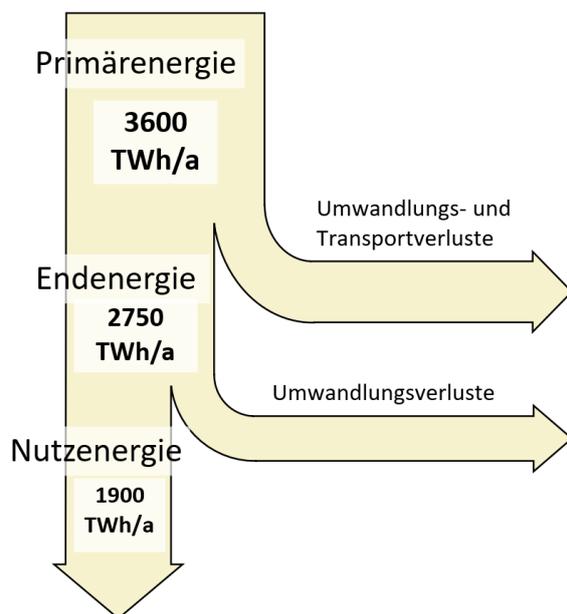


Abb. 3-1 Primärenergie bis Nutzenergie

Zur *Primärenergie* gehören die natürlichen Formen: Kohle-, Erdöl- und Erdgasvorkommen, Uran, Wasserkraft, Sonnenstrahlung, Windenergie, Erdwärme, Gezeitenenergie und Biomasse.

Durch Umwandlung und Veredelung kommt man zu den *Endenergien*, die beim Kunden am *Ende* der Verkaufskette ankommen (z.B. Kohle beim Kraftwerk oder Benzin für den PKW).

Diese Energie wird dann zur *Nutzenergie* gewandelt (z.B. Gas zur Raumwärme oder Benzin zur Motorleistung beim PKW).

Damit stellt sich die Frage nach dem unabhängigen *Nutzenergiebedarf* und dann nach den *Energiequellen* und den *Techniken*, die dafür zum Einsatz kommen können.

Wenn man z.B. an die Raumwärme denkt, kann diese durch Strom (direkt), durch die Endenergie Erdgas oder durch Solarthermie (die nur etwas Strom für die Pumpe benötigt) erzeugt werden. Entscheidend ist allein die gleiche Menge an *Nutzenergie*, in Form von Raumwärme, die wir erhalten. Der Betrag der vorausgehenden Endenergie (von Erdgas, Öl oder Strom) ist nicht nur in diesem Beispiel sehr unterschiedlich.

Weiterentwickelte Techniken, wie die Wärmepumpe, bieten die Chance, mit weniger Endenergie (Strom) die gewünschte Menge an Nutzenergie (Wärme) bereitzustellen. Daher sind die in den Szenarien eingesetzten Wandlungstechniken von entscheidender Bedeutung für den Bedarf an benötigten Endenergien und letztlich an Primärenergien.

Vergleiche von Szenarien müssen also von anwendungsbezogenen, gleichen Nutzenergiemengen im Rückwärtsgang die resultierenden Endenergien, bzw. die nötigen Mengen an Energieträgern, aufzeigen. Nur so kann man Energieversorgungsszenarien seriös vergleichen.

Oftmals widersprechen sich dabei die Ziele nach: effizienter Energienutzung, praktischer Handhabbarkeit, technischem Aufwand und den Investitions- und Betriebskosten.

3.4 Beschränkung der Untersuchung

Diese Studie konzentriert sich auf die technischen und energetischen Aspekte, die quantifizierbar sind. Die Bewertungen der 6 Szenarien werden am Ende ergänzt mit einer Abschätzung der volkswirtschaftlichen Kosten.

Die zusätzlich geplanten Anstrengungen (Technik und Kosten) zur Reduktion der sogenannten Klimagase in der Wirtschaft (z.B. CO₂-Reduktion in der Zementindustrie mit CCS) und im Bereich der Landwirtschaft, werden nicht betrachtet, obwohl es um eine nicht vernachlässigbare Größenordnung geht.

In der Diskussion sind auch sogenannte negative Emissionen, die entweder durch Aufforstung rechnerisch (für die Zeit des Wachstums²) entstehen oder indem CO₂ aus der Luft entnommen wird. Direct Air Capture (DAC) ist die Bezeichnung für chemisch-technische Verfahren zur Gewinnung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft. Allerdings ist der Energieaufwand dafür deutlich höher als für CCS.³ Der Strom für DAC muss natürlich aus einer CO₂-freien Quelle kommen und mindestens aus Gründen der Wirtschaftlichkeit gesichert, also immer verfügbar sein. Die Nutzung von DAC in den Szenarien wurde als nicht sinnvoll erachtet, da diese Technik (nach mehr als 20 Jahren) immer noch keinen hohen Reifegrad hat und weil damit der Ausbau der VE weiter gesteigert werden müsste.

Eine Reihe von weiteren wichtigen Aspekten des Energiewendeprojekts haben wir ausgeblendet, entweder wegen Aufwandsgründen oder weil sie sich einer quantitativen Bearbeitung entziehen:

- der Projektgrund: Die Rettung des Weltklimas,
- die Akzeptanz einer *Großen Transformation* durch die Gesellschaft (wachsende finanzielle Belastungen und Einschränkungen der Menschen)^A,
- die sozialen Folgen durch die Entwicklung der Strom- und Energiepreise,
- das Strommarktdesign,
- die wirtschafts- und finanzpolitischen Effekte (z.B. Abwanderung, temporäres Abgreifen von Subventionen),
- der Naturschutz, die Artenvielfalt,
- der Flächenverbrauch der VE-Anlagen und der Widerstand durch die Bürgerinitiativen,
- der Rohstoffbedarf und dessen Kostenentwicklung,
- alternative, meist spekulative Lösungen für den Langzeitspeicher,

^A Würde das nicht am Ende eine diktatorische Durchsetzung nötig machen?

- die Anforderungen an das Stromnetz (alle Ebenen),
- das Potenzial der Flexibilisierung des Energieverbrauchs (Demand-Side-Management, besonders in der Industrie).

Hinweis: Einige dieser Punkte werden aber kurz im Fazit und in der Anlage angesprochen.

3.5 Beschränkung des Arbeitsaufwandes

Angesichts des äußerst komplexen Geflechts von Aspekten in dem Energiewendeprojekt ist der ehrenamtlich mögliche Aufwand – verglichen mit einem personell und finanziell gut ausgestatteten Institut – beschränkt.

Unsere Ergebnisse weiter hinten werden aber zeigen, dass bereits aus den energetischen Kenngrößen nachvollziehbare Aussagen resultieren, welche Art von Lösungen prinzipiell realisierbar und welche nicht realisierbar sind.^A

Zur Vereinfachung wurde verzichtet auf:

Stichwort	Bemerkungen
Wahrscheinlichkeiten, Risikobetrachtungen	Es wird nicht über die Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit einer Technologie und deren Gefahren nachgedacht. Technologien, die bekannt oder zumindest denkbar sind, werden einfach unterstellt und damit gerechnet.
Sensitivitätsanalysen	Diese entfallen, wenn man ein konkretes Szenario annimmt. Optimierungen der Szenarien finden nicht statt.
Genauigkeit, Fehlerbalken	Jedes Zukunftsszenario kann naturgemäß nur eine beschränkte Genauigkeit liefern. Es geht lediglich um Größenordnungen für eine vergleichende Einschätzung.
Beschreibung der Berechnungsdetails	In einigen Arbeiten, auf die verwiesen wurde, sind mehr Details enthalten. Es besteht zudem die Möglichkeit, die Autoren zu befragen.

3.6 Auswahl der Szenarien

Wie oben bereits erwähnt, besteht die Energieversorgung eines Landes nicht nur aus Strom, sondern zusätzlich aus der Bereitstellung von Wärme und Mobilität (Kraftstoffe). Daher ist für die Beurteilung eines Energiewendeszenarios die Betrachtung der *Gesamtheit aller energetischen Nutzungen* nötig.

Entsprechend Abb. 2-1 definieren wir dazu gezielt Szenarien, die in den Spannungsfeldern unterschiedliche Positionen beziehen:

- von **Energieautark** bis zu umfangreichem **Import** von Energie bzw. Energieträgern,
- von der ausschließlichen Verwendung **CO₂-freier** Energiequellen bis zu starker Nutzung **fossiler Energieträger**,
- von **keiner** bis zu **starker** Nutzung von grünem **Wasserstoff** (H₂) bzw. synthetischen Kraftstoffen,

^A Während die Realisierbarkeit die Einhaltung aller aufgestellten Kriterien erfordert, reicht für die Aussage der Nichtrealisierbarkeit ein einziges, nicht erfülltes Kriterium.

- vom **Kernenergieverzicht** über den Einsatz der noch reaktivierbaren KKW bis zum Bau von zusätzlichen **neuen Kernkraftwerken**.

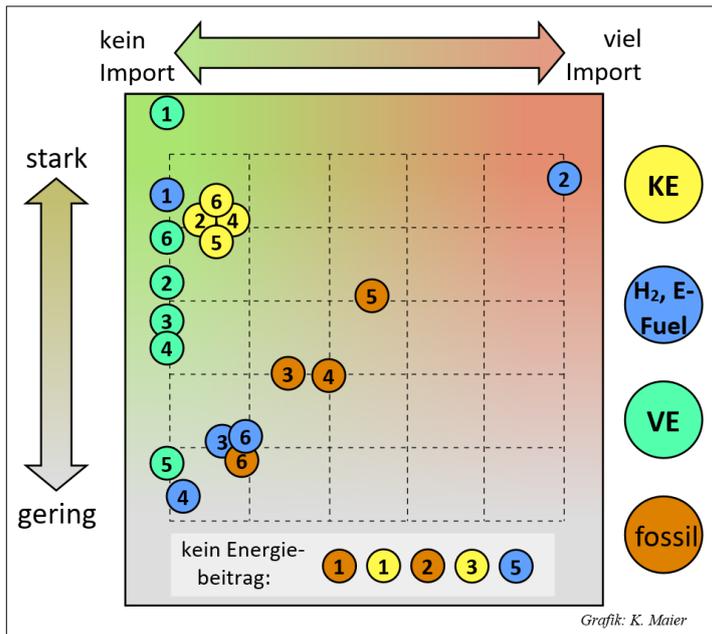


Abb. 3-2 Szenarien S1-S6 mit verwendeten Energiequellen

Die Grafik zeigt schematisch den Anteil der Energiequellen in den Szenarien 1 ... 6 an der Versorgung.

Zu jedem Szenario werden 4 zentrale Energiequellen angegeben: Kernenergie (KE), grüner H₂ mit E-Fuels, VE und fossile Energieträger.

Jeder Energieträger kann an der Energieversorgung stark, weniger stark oder gar nicht beteiligt sein (vertikale Ausrichtung). Wird er vorwiegend importiert, ist er weiter rechts angeordnet. Die VE ist definitionsgemäß frei von Importen.

Die gewählten Szenarien für 2040 verwenden die bereitzustellenden Nutzenergien in gleicher Höhe, unterschieden nach den Sektoren *Strom*, *Wärme* und *Mobilität*.

Szenarienübergreifend wurden wichtige Grundannahmen getroffen:

- Die *Nutzenergie von 2019*^A soll auch für die Zukunft annähernd gelten, damit der Wohlstand erhalten bleibt. Sie beträgt für jedes der Szenarien in der Summe 1.900 TWh/a. Mögliche künftige Einsparungen und erwarteter energetischer Mehrbedarf sind darin enthalten.
- Die nicht erweiterbare Stromerzeugung durch Biomasse, Wasser und Müll wird mit ca. 70 TWh/a unverändert eingesetzt (diese entspricht der Differenz der EE minus VE).
- Der Betrachtungszeitpunkt wurde auf 2040 gesetzt, da man bis dahin noch Einschätzungen treffen kann, die halbwegs überschaubar sind. Außerdem ist man mit 2040 dem Zieldatum der von der Bundesregierung verkündeten Dekarbonisierung (2045) recht nahe. So kann man vergleichen, inwieweit ein Szenario die gewünschten Emissionsminderungen erfüllt und ob mit verstärkten Anstrengungen das gesteckte Ziel der Dekarbonisierung bis 2045 realisierbar erscheint.

Hinweis: Fossile Energieträger, wie Öl, Gas und Kohle, werden nicht nur als Energielieferant (durch Verbrennung mit CO₂-Ausstoß) verwendet, sondern werden auch stofflich genutzt und daraus andere Stoffe produziert. Werden diese Stoffe dann ausnahmsweise zur Energieerzeugung (mit CO₂) verwendet, sind sie in der Szenarienrechnung zwangsläufig enthalten. Die rein stoffliche Nutzung erzeugt weder Energie noch CO₂ und braucht daher hier nicht quantitativ berücksichtigt zu werden.^B Für Öl kann ein Anteil von 15 bis 20%, für Gas ein Anteil von 10 bis 15% für die stoffliche Nutzung angesetzt werden (→ 9.4.1).

^A 2019 wurde als Referenzjahr gewählt, weil danach die Wirtschaftskrisen folgten.

^B Es stellt sich eher die Frage, wie diese fossilen Grundstoffe ersetzt werden sollen, wenn künftig keine Förderung von fossilen Energieträgern mehr erfolgt.

4 Methodik

4.1 Szenarien modellieren

Den 6 Konzepten der Szenarien werden in den drei Energiesektoren (Strom, Wärme, Verkehr) die entsprechenden Energieträger (EE, Kohle, Erdgas, H₂, E-Fuels sowie fossile Kraftstoffe mit verschiedenen Importanteilen) mit unterschiedlichen Techniken quantitativ so zugeordnet, dass die benötigten Nutzenergien^A in der jeweiligen Anwendung erreicht werden. Dazu stehen mehr als 60 Parameter zur Verfügung (→9.10).

Modellierung der Szenarien

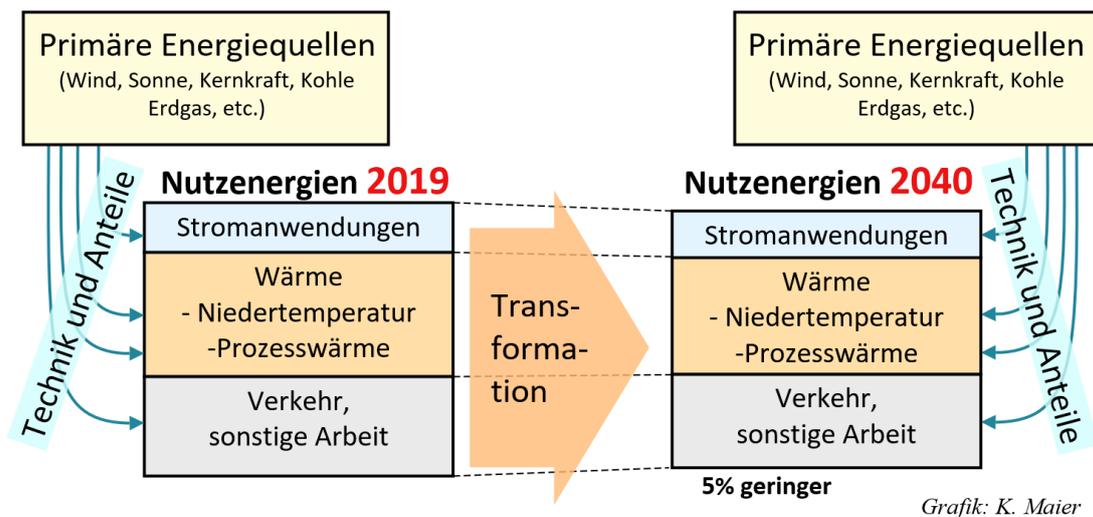


Abb. 4-1 Modellierung der Szenarien

Im Modellierungsprozess werden die vorgesehenen importierten Energieträger (Gas, Kohle, Öl, Kraftstoffe und Wasserstoff) eingesetzt. Was dann noch an Strom und an heimisch zu erzeugendem Wasserstoff fehlt, muss aus der VE kommen. *Die Menge an VE ist die rechnerisch ermittelte Folge des Szenariokonzeptes* – sie ist keine Vorgabegröße (siehe: 9.1 Der Prozess der Modellierung).

Daraus resultieren verschiedene, wichtige Kenngrößen⁴, die zur Bewertung des Konzepts herangezogen werden. Wichtige Kenngrößen sind z.B.:

- *CO₂-Emissionen*⁵
- Menge der eingesetzten grünen Energieträger: *H₂ und E-Fuels*
- *Energieimportanteil*
- notwendiger *Ausbau der VE* (als Vielfaches des VE-Ausbaus von 2019)
- *Installierte Kraftwerksleistungen* (Kohle, Gas, Öl, Kernenergie)
- Notwendige *Speicherkapazität* für den Volatilitätsausgleich der VE

^A Die Zielgrößen der Nutzenergien wurden um 5% leicht reduziert, um dem Energieeinsparungstrend entgegenzukommen. Größere Einsparungen werden bei gleichem Wohlstand nicht gesehen, da einerseits die Einsparungspotenziale weitgehend ausgeschöpft sind und andererseits zusätzliche Energiebedarfe hinzukommen werden (z.B. Digitalisierung, mehr Wohnraum, mehr Verkehr etc.).

4.2 Gesicherte Stromversorgung und Überschussenergie

Für die später diskutierten Entwürfe und Kenngrößen der Szenarien ist ein gewisses Verständnis zum Stromspeicher, der Teil der Stromversorgung (SV) ist, nötig.

4.2.1 Stromspeicher

Das Merkmal eines Wechselstromnetzes ist, dass zu jeder Sekunde genau so viel Leistung in das Netz eingespeist werden muss, wie die Stromkunden entnehmen. Sobald dieser Ausgleich nicht mehr eingehalten wird, läuft die Netzfrequenz weg (fällt oder steigt über 50,0 Hertz) und in Folge bricht die Stromversorgung zusammen (Blackout).

Der Stromverbrauch schwankt nach Jahreszeit, nach Wochentag und nach der Stunde des Tages (→Abb. 4-3). Diese Schwankungen wurden in der Vergangenheit durch die steuerbaren Kraftwerke ausgeglichen. Aber nachdem die volatilen Energien (VE), d.h. Strom aus Wind und solarer Strahlung, einen immer höheren Anteil an der Stromeinspeisung bekamen, wurde es immer schwieriger, den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sekundengenau zu erhalten. Durch die EE-Gesetze und Verordnungen, die die Vorrangspeisung und garantierten Energiepreise für diese VE-Stromerzeuger festlegen, hat es dazu geführt, dass erstmals negative Preise am Strommarkt durch Überangebot entstanden. Die Zeiten der negativen Preise steigen kontinuierlich.

Wenn aber immer weniger konventionelle Kraftwerke am Netz sind und die VE weiter ausgebaut werden, ist das Volatilitätsproblem der wetterabhängigen Stromquellen umfassend zu lösen. Unterstellt man, dass die VE im Jahr genügend Energie erzeugen, so bedeutet das nicht, dass zu jedem Zeitpunkt so viel Leistung zur Verfügung steht, wie grade nachgefragt wird.^A Das heißt, man benötigt Stromspeicher, die den Ausgleich zwischen Phasen der Überproduktion und dem Mangel an Strom ausgleichen.^B

Die Speicherproblematik sei an dieser Stelle vereinfacht dargestellt und nur soweit erläutert, wie es für die nachfolgenden Ausführungen nötig erscheint.

Die Tabelle 4-1 zeigt die extrem unterschiedlichen elektrischen Anforderungen der drei Speichertypen. Dadurch, dass die teuren Batteriespeicher nur mit geringer Kapazität und begrenzter Leistung benötigt werden, stellen sie keinen signifikanten Kostenanteil. Die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke, die nicht erweiterbar sind, bleiben erhalten. Was neu und problematisch ist, ist der Langzeitspeicher (LZS).

Speicherklasse	Zweck	Größenordnung	heute	künftig
Kurzzeit- speicher	Ausgleich über Sekunden, < 5 Minuten	< 1 GWh < 10 GW	Momentanreserve der Turbosätze, primäre Regenergie	Batteriespeicher mit Leistungselektronik am Netz
Mittelzeit- speicher	Ausgleich über Stunden, Tage	40 GWh 8 GW	Pumpspeicherkraftwerke	Keine Änderung
Langzeit- speicher	Ausgleich saisonal	1 ...100 TWh ... >150 GW	Vorrat fossiler Energieträger	Verschiedene Ideen, nur PtGtP ist realistisch

Tabelle 4-1 Stromspeicher

Der LZS ist als Funktionalität zu verstehen (→Abb. 4-2). Diese Speicherfunktion besteht aus drei grundsätzlich verschiedenen Komponenten, die völlig verschiedene Aufgaben haben. Die Komponenten sind

^A Teilweise liefern die VE nicht mal 5% ihrer Nennleistung.

^B Heute besteht die Speicherung z.B. in der Bevorratung von Kohle.

mit einem Strom- bzw. Gasnetz verbunden und können daher weit voneinander stehen. Diese Funktionalität wird über ihre Kenngrößen als Einheit beschrieben, besteht aber in der (späteren) Realität aus vielen, über Deutschland verteilten einzelnen Speichereinheiten.

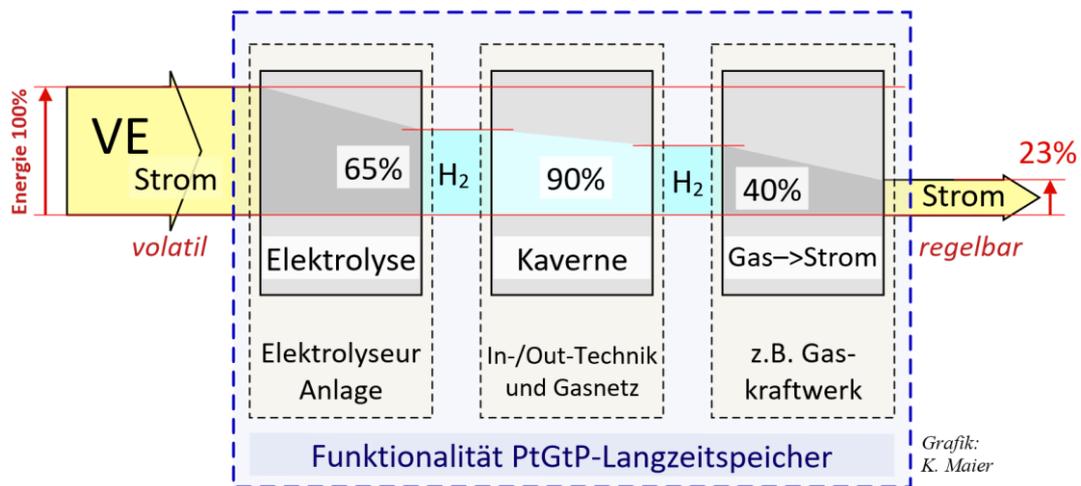


Abb. 4-2 Funktionalität Langzeitspeicher

Der Vorteil eines solchen LZS ist die fast beliebig große Kapazität. Diese wird nur beschränkt durch das Volumen der verfügbaren Kavernen für das Gas (hier Wasserstoff). Ein großer Nachteil ist der schlechte Wirkungsgrad^A von günstigenfalls 25%, d.h. nur 25% des eingespeisten volatilen VE-Überschusses steht am Ausgang als regelbarer Strom im Netz zur Verfügung. Im Vergleich dazu hat ein Batteriespeicher einen Wirkungsgrad von rund 90%. Während beim Batteriespeicher vorrangig die Kapazität die Hauptkostenkomponente ist, ist dies beim LZS die begrenzte *Leistung*, mit der die Elektrolyseure den Strom aufnehmen und die *Leistung* der Gaskraftwerke, die ins Netz einspeisen können.

4.2.2 Umgang mit der Volatilität

Die Modellierung der Volatilität ist eine wesentliche Komponente, weil sie für die Berechnung des nötigen Ausbaus der VE berücksichtigt werden muss. Die Energieversorgung einer Gesellschaft und ihrer Wirtschaft, die den Wohlstand begründet, benötigt eine gesicherte Stromversorgung^B und Energieträger in Form von Kraftstoffen.

Abb. 4-3 zeigt, wie das in Zukunft prinzipiell funktionieren soll.

Der VE-Strom geht mit erster Priorität direkt in das Stromnetz (grün in Abb. 4-3). Das, was diesen Bedarf übersteigt, wird in die Speicher geleitet (rosa). Die über H₂ gespeicherte Energie kann wieder in Strom gewandelt werden und so die Versorgungslücken der VE füllen (rot).^C

^A Das verwendete Modell geht von günstigen 25% aus.

^B Hierbei geht es um die immer gesicherte Befriedigung der Nachfrage durch die Stromerzeuger. Davon unabhängig ist die Forderung des n-1-Prinzips, dass einen Ausfall einer zentralen Komponente (z.B. einer Übertragungsleitung, einer Schaltanlage oder eines Stromerzeugers) im Stromversorgungssystem toleriert, indem bei n Komponenten immer mindestens eine als Ersatz für einen Ausfall genutzt werden kann.

^C In der Grafik ist der Wirkungsgrad nicht darstellbar, weil der zeitliche Ausschnitt zu kurz ist. Die rosa Flächen müssen 4-fach größer sein als die roten Flächen, da 4-mal mehr Energie in den LZS fließt, als herausgeholt werden kann (Wirkungsgrad 0,25).

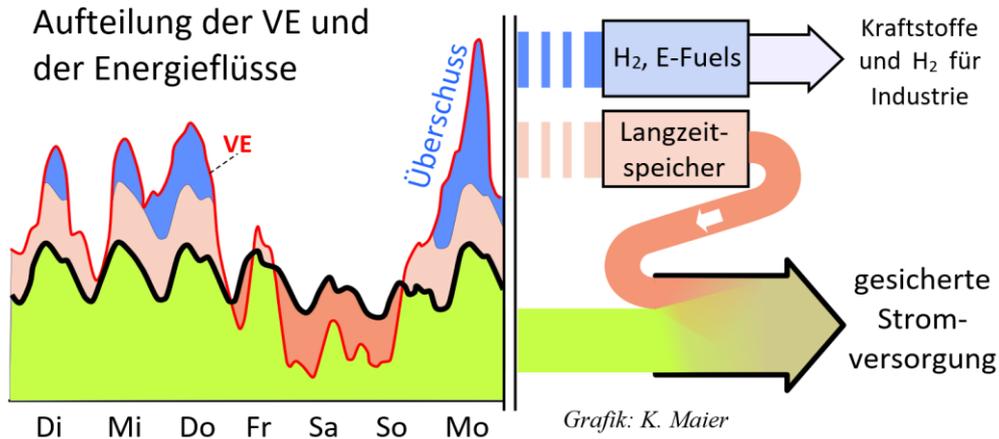


Abb. 4-3 Aufteilung der Energieflüsse

Dadurch, dass die Leistung, mit der die Ladung erfolgt, technisch begrenzt ist, können die VE-Erzeugungsspitzen nicht in voller Höhe für den Speicher genutzt werden. Außerdem kann der Speicher auch voll sein und kann daher keinen Ladestrom aufnehmen (nicht dargestellt).

Wenn zeitweise über den Ladestrom hinaus noch Strom erzeugt wird, kann diese *Überschussenergie* (blau) für eine weitere Wasserstoffherzeugung genutzt werden. Auf diese Weise müsste (theoretisch gesehen) keine Abregelung der VE-Anlagen erfolgen.^A

Der *Energieträger Wasserstoff* (H₂) ist die stoffliche Basis für synthetische Gase (z.B. CH₄, d.h. Methan), Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin) und für die Grundstoffe der Industrie, wie z.B. Ammoniak.

4.2.3 Verwendung der VE

Diese Überlegungen, die auf einer zeitlichen Betrachtung basieren, kann man auch in Form von Jahresenergien darstellen, wie Abb. 4-4 zeigt.

Die Höhe der Blöcke entsprechen den Jahresenergien in TWh. Je nach Konzept können die Blöcke ganz unterschiedlich ausfallen oder auch ganz entfallen (z.B. keine Kraftwerke, keine H₂-Erzeugung).

Unterschieden wird zwischen der *Stromerzeugung* (VE und regelbaren Kraftwerken) und der *Nutzung* des Stroms.

Die Kraftwerksleistung geht zu 100% in das Netz, während nur ein Teil der VE *direkt* in das Netz eingespeist werden kann. Ein erheblicher Teil geht in den Langzeitspeicher (LZS, grün umrandet). Davon geht nur ein kleiner Teil (z.B. 25%) *aus dem LZS* als Ausgleich ins Netz, der Rest sind *PtGtP-Verluste*. Sofern VE mehr Energie liefert, sind das die *Überschüsse*, die für *volatile Nutzung* verwendet werden können. Da diese Überschüsse besonders volatil sind^B, wird es aus ökonomischen Gründen sinnvoll sein, einen Teil der Überschüsse *ungenutzt* zu lassen.^C

^A Wie dies in Abb. 4-3 zu sehen ist, ist dieser Überschussstrom sehr volatil, volatiler als die VE selbst.

^B Die Überschüsse bestehen definitionsgemäß nur aus den Spitzen, die übrigbleiben, nachdem direkt eingespeist wurde und, falls möglich, in den LZS geflossen sind. Der Durchschnittswert der Überschüsse fällt somit drastisch unter den Durchschnittswert der gesamten VE.

^C Die Modellierung nutzt die errechneten Überschüsse energetisch komplett und ist damit idealisiert.

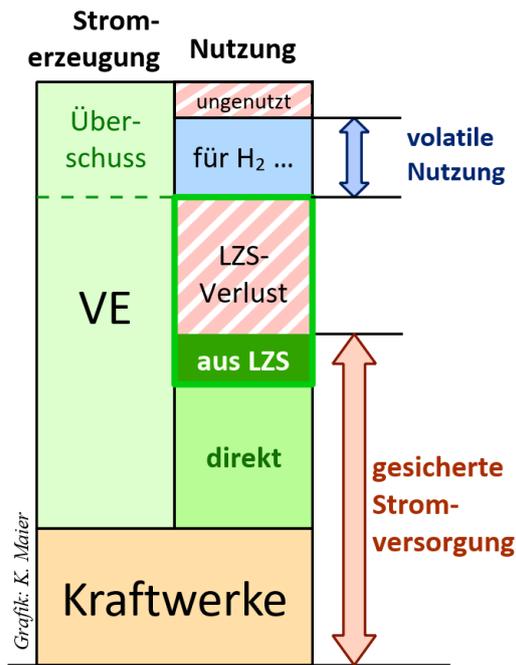


Abb. 4-4 VE als Teil der Energieversorgung

Auf der Grundlage dieser Überlegungen wird der Strombedarf für die Anwendungen berechnet, die eine gesicherte Stromversorgung benötigen. Weiter wird der Speicherbedarf⁶ des Langzeitspeichers, basierend auf H₂ (PtH₂P)⁷, berechnet, sowie der Energieverlust in diesem Speicher, der durch zusätzliche VE ausgeglichen werden muss. Schließlich ist der in Deutschland für die Anwendungen im Szenario festgelegte Bedarf von H₂ durch den VE-Überschuss zu ermitteln, der den nötigen Ausbau für die VE weiter steigert. Details zu der Berechnung des Langzeitspeichers finden Sie im Anhang →9.9.

Abb. 4-4 zeigt lediglich die prinzipiellen Komponenten. Je nach Szenario können die Anteile extrem unterschiedlich sein.

4.3 Kostenvergleich

Die modellierten Szenarien liefern die Quantitäten der Energien und der Menge der technischen Anlagen (→6). Mithilfe von spezifischen Kostenparametern (→9.11) können die Kostenkomponenten berechnet werden. Diese werden summiert und führen zu den jährlichen Gesamtkosten, jeweils für ein Szenario. Mit den Kosten, die in gleicher Weise für die Situation des Jahres 2019 berechnet wurden, kann man durch Differenz die Mehrkosten bestimmen, die letztlich für den Vergleich interessant sind (→7).

5 Erläuterung der gewählten Szenarien

Die Szenarien, wie sie in Abb. 3-2 grob charakterisiert wurden, werden folgend definiert.

Hinweis: Die Charakterisierung erfolgt in Kapitel 5 zunächst nur qualitativ und dient dem Verständnis und der Unterscheidung der Szenarienkonzeppte. In Kapitel 6 sind die Ergebnisse quantitativ benannt, bewertet und vergleichend dargestellt.

Als Hintergrundinformation wird auf die Anlage 9.1 verwiesen.

Verwendete Symbolik



S1
S2
S3
S4
S5
S6

Um die folgenden Szenarien S1 bis S6 auch visuell unterscheiden zu können, wird die nebenstehende Symbolik verwendet. Das jeweilige Symbol (Icon) der Energiequellen (VE, fossil, Kernenergie und H₂ mit E-Fuels) wird nur dann dargestellt, wenn diese Energie verwendet wird. Hat sie einen großen Anteil, ist sie groß dargestellt (bei geringem Anteil klein). Wird der Energieträger vorwiegend importiert, ist das Icon oben angeordnet, ansonsten im Kasten unten. Damit lassen sich die wesentlichen Unterschiede bildlich darstellen (was – wie viel – woher).

Zusätzlich werden den Szenarien zur leichteren Wiedererkennung in den Überschriften Farben zugeordnet (z.B. gelb für S2).

5.1 S1 2040 Konzept: EE, H₂, autark

Dieses Szenario skizziert die dekarbonisierte und autarke „all electric society“ auf alleiniger Basis der Erneuerbaren Energien (EE), gewissermaßen der grüne Zielzustand der Energiewende.

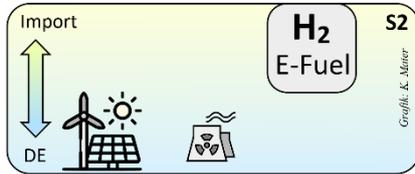


Der Ausbau der VE wird bei dem Anspruch einer autarken Energieversorgung Deutschlands extrem hoch ausfallen. Dabei hat Wasserstoff (H₂) eine zentrale Rolle als Energieträger für Anwendungen und für den Langzeitspeicher im Stromnetz. Zur Autarkie gehört, dass kein H₂ importiert wird, sondern alles, wie auch die synthetischen Kraftstoffe, hier in Deutschland hergestellt wird. Zwecks CO₂-Vermeidung wird komplett auf fossile Energieträger verzichtet. Was im Sektor Wärme und Mobilität nicht über Strom direkt gelöst werden kann, muss durch die Energieträger Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe erfolgen. Kernkraft bleibt wegen des Beschlusses der momentanen Bundesregierung in S1 tabu. Die quantitative Betrachtung in Kapitel 6 wird zeigen, dass das Szenarienziel nur hypothetisch erreichbar ist.

Dieses Szenario erfordert eine H₂-Infrastruktur zur großflächigen Verteilung, ähnlich dem heutigen Erdgasnetz.

5.2 S2 2040 Konzept: EE, KE, H₂-Import

Wie ließe sich aber ohne den exorbitanten Ausbau der VE das Dekarbonisierungsziel erreichen? Das Konzept wählt dazu einen vollständigen Import von grünem Wasserstoff und die Wiedereinführung der Kernkraft.

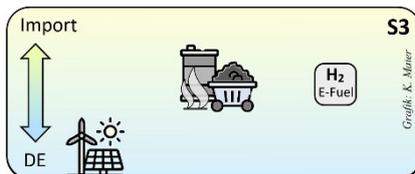


Dieses Energiewendekonzept vermeidet die ineffiziente Produktion von H₂ und E-Fuels in Deutschland durch deren vollständigen Import. Zusätzlich wird durch eine Renaissance der Kernkraft versucht, den Ausbau der VE kleinzuhalten. 5 reaktivierte⁸ und 3-4 neue Kernkraftwerke liefern konstanten Grundlaststrom plus Fernwärme. Zugelassen wird dabei eine Unterstützung des Stromsektors durch begrenzte Stromimporte. Im Sektor Wärme herrscht Wärmepumpentechnik vor (in Gebäuden und bei Fernwärme). Im Bereich der Prozesswärme dominiert importierter Wasserstoff. Für die Mobilität wird Strom direkt (Oberleitungen, batteriebasierte E-Fahrzeuge) sowie E-Fuels in Verbrennermotoren verwendet. Der Autarkiegedanke geht verloren. Der CO₂-Ausstoß kann damit, bezogen auf das Gebiet der Bundesrepublik, auf null gedrückt werden, sodass das Einsparziel der Bundesregierung erfüllt wird.

Dieses Szenario erfordert eine H₂-Infrastruktur zur großflächigen Verteilung, ähnlich dem heutigen Erdgasnetz.

5.3 S3 2040 Konzept: EE, Gas, Kohle, Öl, H₂

Die Dekarbonisierung stößt offenbar auf erhebliche Schwierigkeiten, sodass S3 einen Energieträger-Mix einsetzt und damit begrenzt CO₂ einspart. Basis dafür ist die Meinung⁹, dass bereits 50% Einsparung reichen, um den weiteren Anstieg der CO₂-Konzentration zu verhindern.

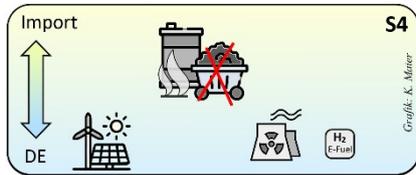


Das Ziel der CO₂-Reduktion auf null wird aufgegeben, weil man damit in pragmatischer Sicht neben den EE auf Erdgas und soweit nötig auf Kohle setzen darf. Die Energieträger sind 2040 immer noch zur Hälfte fossiler Herkunft. Kernkraft bleibt tabu bzw. konnte nicht mehr gerettet werden. Neben Importkohle wird heimische Braunkohle genutzt, d.h. der Kohleausstieg ist nicht vollzogen. Zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes wird vorwiegend importierter H₂ eingesetzt. Wasserstoff hat sich in diesem Szenario bis 2040 nicht durchsetzen können. So wird H₂ im Bereich Hochtemperatur (als Erdgasersatz) und im Bereich Verkehr in beschränktem Umfang verwendet. Nur mit einem umfangreichen Import von fossilen Kraftstoffen (für Wärme und Mobilität) ist eine Begrenzung des VE-Ausbaus erreichbar. Der CO₂-Ausstoß ist damit der zweithöchste aller Szenarien.

Dieses Szenario erfordert eine H₂-Infrastruktur zur großflächigen Verteilung. Aufgrund der mäßigen Mengen findet nur eine relativ schlechte Ausnutzung dieser Infrastruktur statt.

5.4 S4 2040 Konzept: EE, Gas, Öl, KE

Was kann man an CO₂-Einsparung erreichen, wenn man den Kohlestrom vermeidet und den Wasserstoff-Import wegen der vermuteten Beschaffungsprobleme gering hält?



Das Ziel der CO₂-Reduktion auf null wurde auch hier bis 2040 aufgegeben, weil man in pragmatischer Sicht neben den EE auf Erdgas setzt. Eine Wasserstoffwirtschaft wird unterstellt, die gerade die Pilotprojektphase überschritten hat. Dabei wird nur etwa 1/10 der benötigten H₂-Menge verwendet, die sowohl heimisch hergestellt als auch importiert wird. 5 reaktivierte und 3-4 neue Kernkraftwerke liefern konstanten Grundlaststrom und Fernwärme. Weiter sind Erdgas-Kraftwerke im Einsatz, um vorwiegend den Ausgleich der VE zu sichern. Die Gebäudeheizung erfolgt zu einem guten Drittel noch mit Gas und Öl, der Rest über weitgehend CO₂-freie Quellen. Die Mobilität ist zu einem Drittel strombasiert und stellt sich beginnend auf importierte E-Fuels um. Auch der Anteil von E-Bahnen und E-Bussen ist stark ausgebaut. Insgesamt dominiert aber der Import fossiler Kraftstoffe im Verkehrssektor.

Dieses Szenario erfordert eine H₂-Infrastruktur zur großflächigen Verteilung. Aufgrund der geringen Mengen findet nur eine sehr schlechte Ausnutzung dieser Infrastruktur statt.

5.5 S5 2040 Konzept: EE, Gas, Öl, KE

Dieses Konzept will eine Deindustrialisierung verhindern und benutzt bewährte Technik, ohne bestehende CO₂-Emissionen absenken zu wollen. Weitere Ziele waren, den VE-Ausbau zu begrenzen und den langfristigen Wiedereinstieg in die Kernkraft zu ermöglichen.



Dieses Szenario verzichtet unter Annahme einer revidierten Klima-Gesetzgebung nach 2025 auf die politisch als vorrangig behandelte CO₂-Vermeidung. Damit werden noch bestehende Aufträge für VE-Anlagen ausgeführt werden, aber keine neuen mehr zustande kommen, weil dies ohne Subventionen und Vorrang einspeisung ökonomisch uninteressant ist. So könnte es bis 2040, bezogen auf heute, einen geringen VE-Zuwachs von angenommenen 10 bis 20% geben^A.

Das technisch leicht realisierbare Szenario (Nutzung bestehender Anlagentechnik) setzt auf fossile Energieträger. Es wird angenommen, dass es bis 2040 keine nennenswerte Wasserstoffwirtschaft gibt, da sie einen immensen technischen Aufwand bedeutet und sich ohne Subventionen ökonomisch nicht durchsetzen wird. Es wird also weder grüner H₂ hergestellt noch importiert. Die Verstromung von Kohle und Gas wird durch die Reaktivierung von Kernkraftwerken (KKW) und den Zubau neuer entlastet. Zumindest die neuen KKW's sollen einen Teil zur Fernwärmeversorgung beitragen.

Die Wärmepumpennutzung wird deutlich ausgebaut und benötigt Strom, der auch aus VE kommt. Mehr als die Hälfte davon wird jedoch über fossile Energieträger gedeckt.

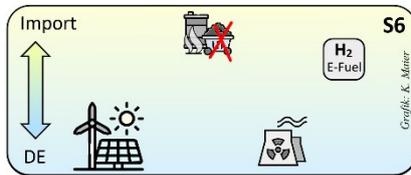
Der Anteil des Stroms an der Mobilität wird leicht gesteigert. Für die verbleibenden Verbrenner, für industrielle Hochtemperatur-Prozesse und für die Rohstoffversorgung der Chemie bleibt der übliche Öl- und Erdgasimport notwendig (→9.4.1).

Folgerichtig benötigt dieses Szenario **keine** zusätzliche H₂-Infrastruktur.

^A Darin sind die aus der Nutzung gefallenen VE-Anlagen eingerechnet.

5.6 S6 2050 Ziel: Minus 80% CO₂

Mit diesem Konzept werden 80% CO₂ gegenüber 1990 eingespart, so wie die ursprüngliche Zielvorgabe für 2050 lautete, als man noch nicht die vollständige Dekarbonisierung verfolgte.



Nachdem mit S1 und S2 die technischen und Kostenkonsequenzen so groß sind, wird hier gedanklich auf die völlige Dekarbonisierung verzichtet und die Frage gestellt, ob dann wenigstens eine Reduzierung um nur 80% (bis 2050) möglich ist und was diese bedeutet.

Um drastisch CO₂ einzusparen, wird auf Kohleverstromung ganz verzichtet. Erdgas ist für Strom erlaubt. Fossile Kraftstoffe werden, soweit möglich, noch im Bereich Prozesswärme und Mobilität begrenzt eingesetzt. Die Erzeugung nur geringer Mengen von Wasserstoff und E-Fuels in Deutschland, sowie deren Import wirken reduzierend auf den noch erforderlichen Ausbau an VE. Unterstützend kommt die Kernenergie hinzu. Der verstärkte Einsatz von Strom für Wärme und Mobilität erfordert dagegen eine entsprechende Menge an VE.

Dieses Szenario erfordert eine H₂-Infrastruktur zur großflächigen Verteilung. Aufgrund der mäßigen Mengen findet nur eine relativ schlechte Ausnutzung statt.

6 Ergebnisse der energetischen Betrachtung

Bitte beachten Sie:

Unsere Ergebnisse und Bewertungen resultieren aus Annahmen bezüglich des Energiebedarfs und der eingesetzten Techniken zur Energieversorgung. Die Szenarien liefern einige grundsätzliche Erkenntnisse über die Erreichbarkeit der Ziele. Szenarien sind bekannterweise nicht als Prognosen zu verstehen und weisen in den Werten entsprechende Unsicherheiten auf.

Die Einschätzung der Realisierbarkeit fußt auf Kriterien, die Limits festlegen. Diese Limits sind begründet (→9.4). Werden diese überschritten, wird das Konzept bis 2040 als nicht realisierbar bezeichnet.

6.1 Dimensionierungs- und Ergebnistabelle

Zusammenfassend sind die wesentlichen Kenngrößen und Ergebnisse in der folgenden Tabelle aufgeführt. Weitere Werte und Details finden Sie im Anhang 9.1.

Übersicht der Szenarien							
	S1 2040: EE, H2, autark	S2 2040: EE, KE, H2- Import	S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2	S4 2040: EE, Gas, Öl, KE	S5 2040: EE,KE, Fossil- Import	S6 2050: Minus 80% CO2	
Energiequellen							
Fossil	Endenergie Kohle (für Strom) [TWh/a]	0	0	417	0	417	0
	Endenergie Erdgas (für Strom) [TWh/a]	0	0	370	370	370	370
	Endenergie Kohle, Gas aus DE (für Strom) [TWh/a]	0	0	208	0	208	0
	Endenergie genutztes deutsches Fracking-Erdgas [TWh/a]	0	0	0	0	0	0
	Import Erdgas für Wärme [TWh/a]	0	0	478	681	726	341
	Import Heizöl und Diesel etc. für Wärme, Mobil. [TWh/a]	0	0	682	809	1.113	352
H2	Endenergie H2 plus E-Fuels aus DE [TWh/a]	1.207	0	103	110	0	121
	Endenergie-Import H2 und E-Fuels [TWh/a]	0	1.575	206	95	0	274
EE	benötigter Strom aus VE [TWh/a]	4.791	924	784	765	195	1.495
	Strom aus Kohle [TWh/a]	0	0	150	0	150	0
	Strom aus Erdgas [TWh/a]	0	0	100	100	100	100
	Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a]	70	70	70	70	70	70
	Stromimport [TWh/a]	0	20	20	20	20	20
	Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a]	0	100	0	100	100	100
	Strom aus EE, KE, H2, Import [TWh/a]	0	0	0	0	0	0
Kennwerte							
Bedarf an gesicherter Stromversorgung [TWh/a]	1.421	726	792	697	595	953	
VE-Ausbaufaktor (Vielfache der VE von 2019)	33,8	6,5	5,5	5,4	1,2	10,5	
PtGtP-Speicherbedarf (netto) [TWh]	54	42	2	3	0	53	
Verluste im PtGtP-Speicher [TWh/a]	956	348	51	76	0	533	
CO2-Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]	0	0	492	409	647	229	
Installierte Leistung Kohle-KWs [GW]	0	0	29	0	25	0	
Installierte Kernkraftleistung [GW]	0	13	0	13	13	13	
erzeugte Leistungsspitze von VE + KWsmin [GW]	1.642	329	282	276	98	526	
Summe Nutzenergie [TWh/a]	1.854	1.850	1.863	1.863	1.860	1.848	
notwenige Anzahl aller Gas-KWs (inkl. PtGtP)	1.262	456	215	232	79	620	
Endenergie-Importanteil	0%	63%	61%	68%	82%	47%	
Verwendete Menge an Wasserstoff und E-Fuels [TWh _{H2} /a]	1.207	1.575	309	204	0	395	
Anzahl der verletzten Mindestanforderungen	10	7	2	4	0	8	

Abb. 6-1 Übersicht der wichtigsten Kennwerte

Hinweis: In einigen Zeilen sind die Werte mit Farben hinterlegt. Diese Werte werden nach einer quantitativen Festlegung bezüglich Realisierbarkeit und Erreichbarkeit der Ziele eingeordnet (→9.5).

Die farbig hinterlegten Werte reichen von grün (sehr positiv) stufenlos über gelb bis rot (sehr schlecht). Hier zeigt sich auch, dass kein Szenario nur gut oder nur schlecht abschneidet. Das spiegelt die angesprochenen Zielkonflikte in Abb. 2-1 wider.

Die letzte Zeile von Abb. 6-1 bewertet die Realisierbarkeit der Szenarien anhand der Anzahl der verletzten Mindestanforderungen.

Die Werte der Mindestanforderungen für eine Realisierbarkeit sind in der Tabelle in Kapitel 9.4.1 angegeben und in →9.4 begründet.

6.2 Kenngrößen im Vergleich

Folgende Bereiche und Verhältnisse werden durch die nächsten Grafiken verdeutlicht:

- VE-Ausbau, Kraftwerksleistungen und CO₂-Emissionen
- Eingesetzte Energieträger
- Stromerzeugung und Endenergien aus Deutschland
- Importierte Energieträger (Endenergien und Strom)
- Import und Eigenerzeugung von Energie

Ergänzende Anmerkungen erläutern die Grafiken und ermöglichen so die darin enthaltenen wichtigen Aussagen zu erkennen.

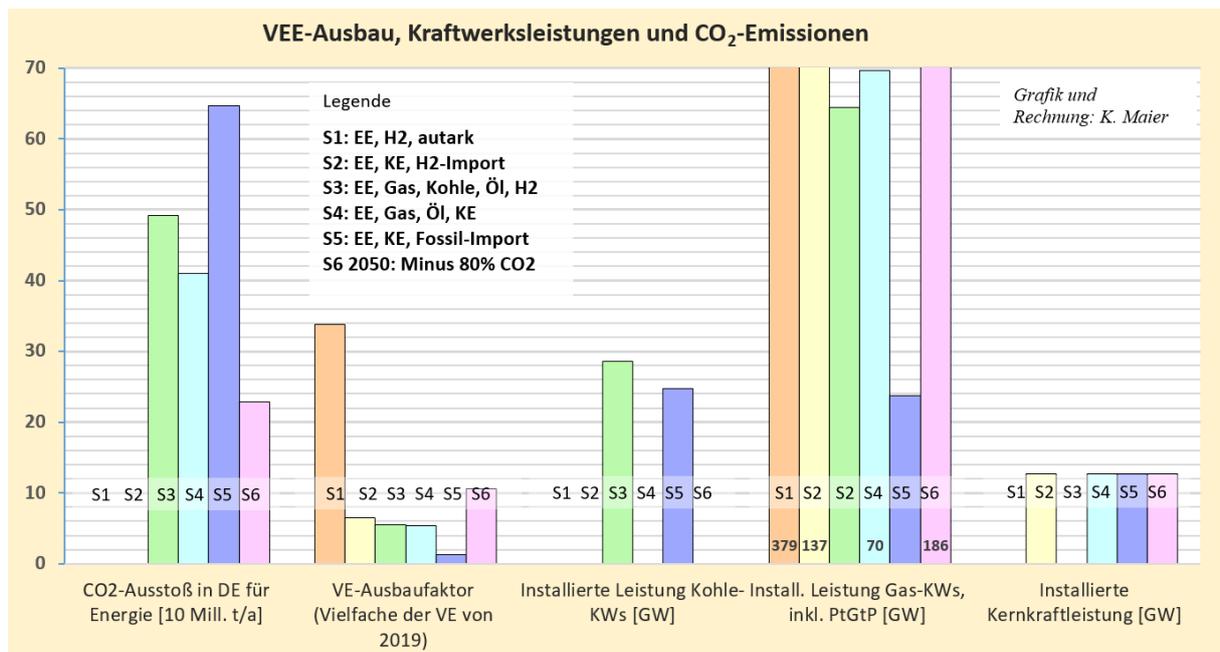


Abb. 6-2 CO₂-Emissionen, VE-Ausbau und Kraftwerksleistungen

Hinweis: Für jede Säulengruppe gilt eine eigene Einheit. Die vertikal aufgetragenen Zahlen sind mit der jeweiligen Einheit zu multiplizieren. So gilt z.B. für die erste Säulengruppe die Einheit 10 Mill. t CO₂ pro Jahr, sodass die vertikale Achse bis 700 Mill. t/a reicht. Die zweite Säulengruppe ist ohne Einheit, da nur ein Faktor dargestellt wird. Ansonsten gilt als Einheit GW. Vier Säulen sind in der Grafik nicht ganz anzeigbar. Daher wird der Wert unten in der Säule angegeben.

Anmerkungen zu Abb. 6-2:

- Bei dem Szenario S1 sind extreme Ausbaumwerte für VE und Gaskraftwerke nötig.
- Die Kraftwerksleistung der Gaskraftwerke ist bei 4 der 6 Szenarien ein Vielfaches von heute.

- Das Szenario S5 hat den höchsten energetisch bedingten CO₂-Ausstoß, während S1 und S2 CO₂-frei sind (bezogen auf Deutschland).
- Dafür weist S5 den geringsten VE-Ausbau auf.

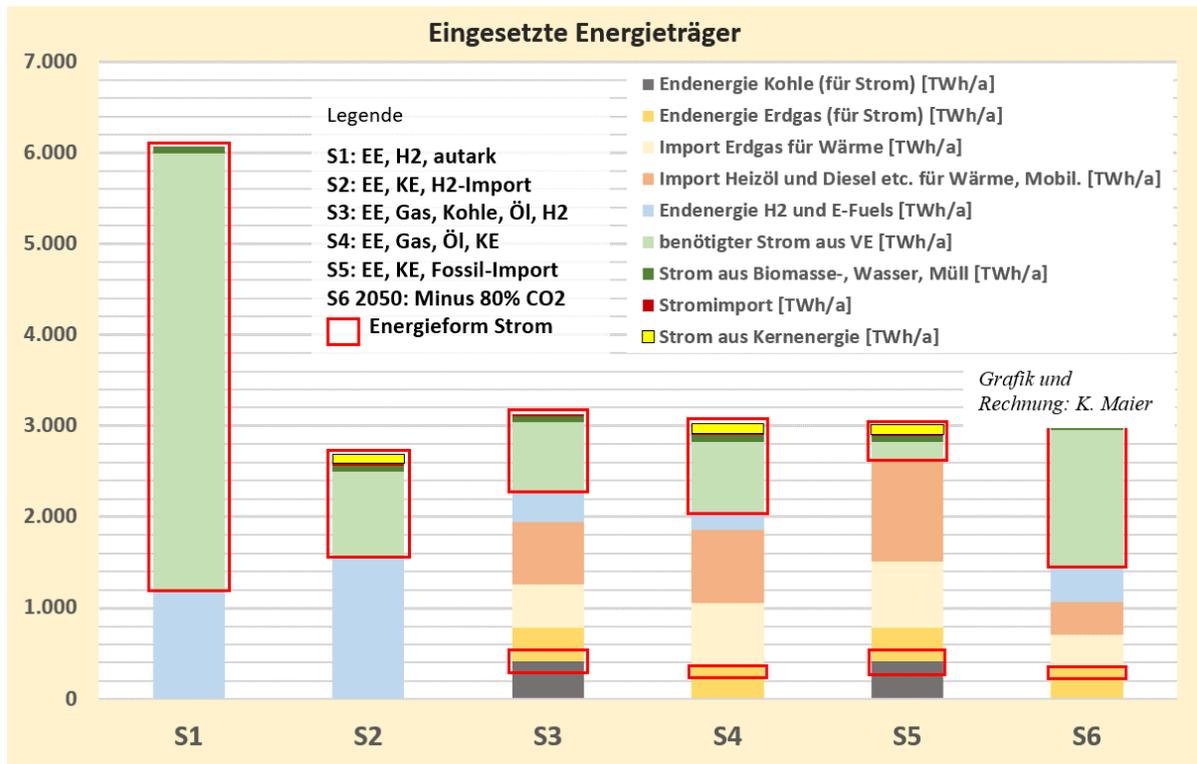


Abb. 6-3 Eingesetzte Energieträger

Der rot gerahmte Bereich kennzeichnet die Menge an Strom [TWh/a], die aus den verschiedenen Energieträgern erzeugt wird. Die Strommenge aus Kohle bzw. Gas ist natürlich geringer als die Endenergie von Kohle und Gas.

Anmerkung zu Abb. 6-3:

- Der extreme VE-Ausbau in S1 resultiert vorwiegend aus den Wirkungsgradverlusten der H₂-Herstellung und den energetischen Wandlungen. Außerdem muss der Wasserstoff im Land aus VE erzeugt werden.
- Dieser Nachteil eines hohen VE-Ausbaus wird bei S2 durch Import von Wasserstoff vermieden.
- Bei minimaler bzw. ohne, H₂-Wirtschaft dominieren die Importe fossiler Energieträger (Steinkohle, Öl und Erdgas in S3, S4, S5, S6).
- Die Beiträge von Stromimporten, von Biomasse, von Wasser und Müllverstromung sowie die bis 2040 vorhandenen Kernkraftwerke sind marginal.

Hinweis zu S1: H₂ und E-Fuels wurden komplett aus VE in Deutschland hergestellt, sodass die Addition in der Säule leicht zu Fehldeutungen führen kann, d.h. H₂ (blau) ist in VE (grün) enthalten. In anderen Szenarien werden H₂ und E-Fuels entweder eingeführt oder nur zu geringen Teilen in Deutschland aus VE hergestellt.

- Obwohl die Summen der Energieträger/Energieformen sehr ungleich in der Darstellung sind, ist die postulierte Nutzenergie von rund 1.900 TWh bei den Energieverbrauchern annähernd gleich. Das resultiert aus den unterschiedlichen Verlusten aufgrund der jeweiligen Wandlungsprozesse.

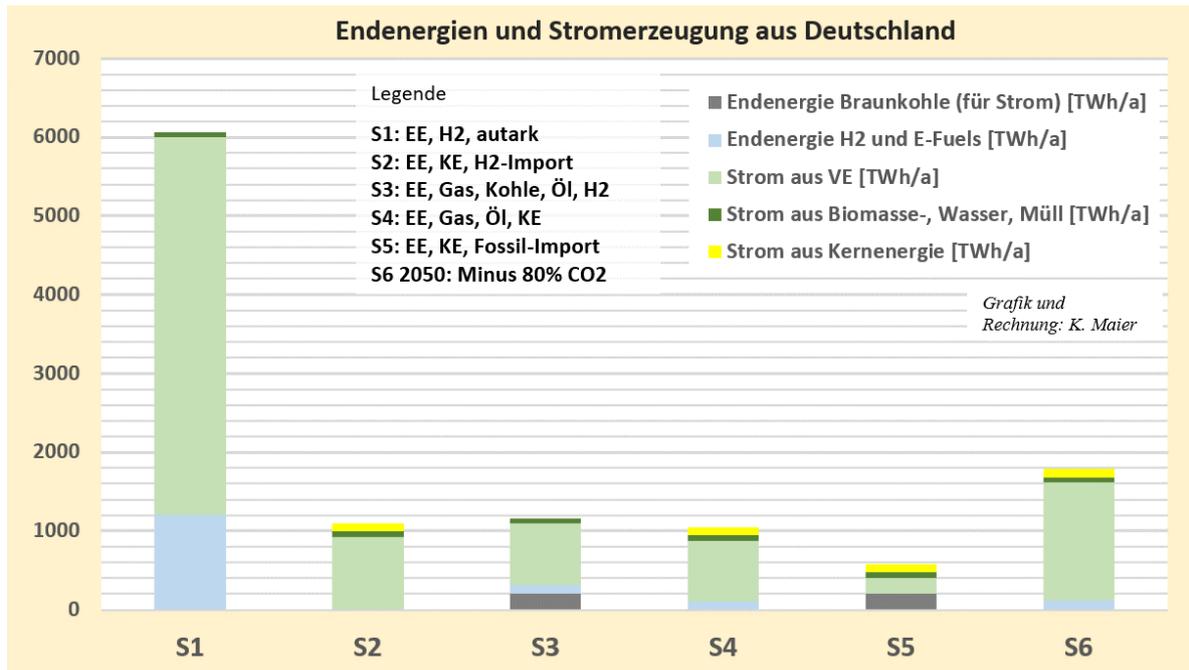


Abb. 6-4 Endenergien und Stromerzeugung aus Deutschland

Anmerkung zu Abb. 6-4:

- Den niedrigsten Einsatz an Endenergien aus Deutschland für die Stromerzeugung hat das Szenario S5.
- Da der Ursprung der Energie aus Deutschland betrachtet wird, ist die autarke Variante S1 die energiereichste. Die anderen Szenarien importieren viele Energieträger, sodass die Säulen klein bleiben.
- Auch hier gilt für S1, dass H₂ Teil der VE in der Säule ist und nicht die Summe gesehen werden darf.

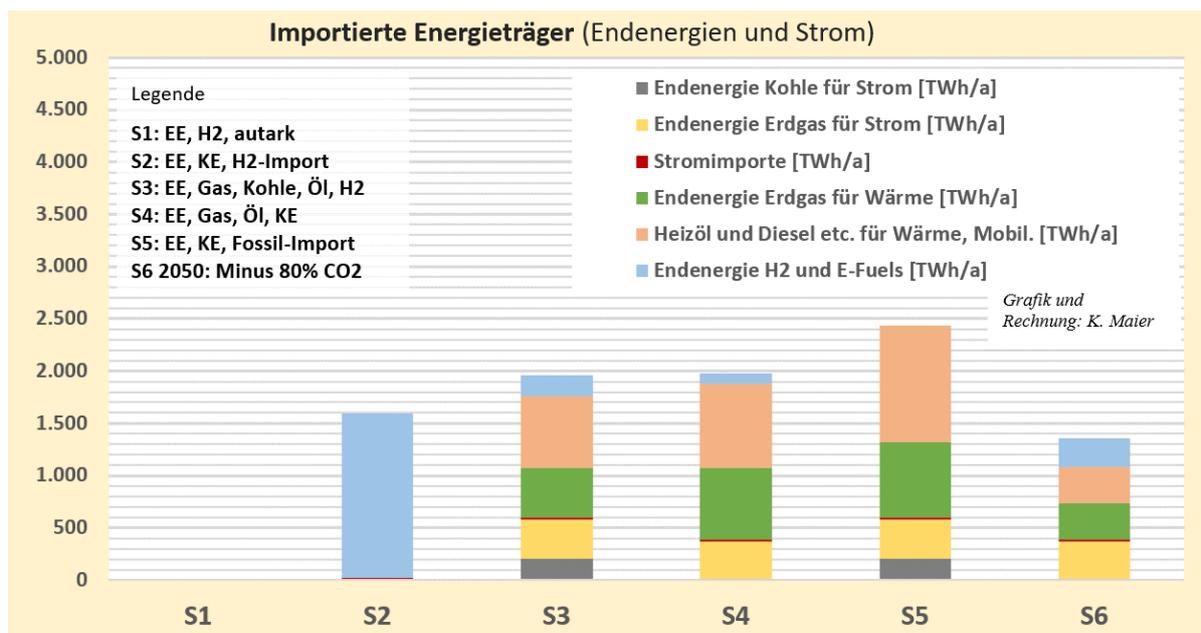


Abb. 6-5 Importierte Energieträger

Anmerkung zu Abb. 6-5:

- S2 setzt im Gegensatz zu S1 vollständig auf importierte grüne Energieträger (H₂ und E-Fuels), um CO₂-frei zu werden.
- Bei allen anderen Szenarien stellen die fossilen Energieträger bei den Importen den überwiegenden Anteil.
- Stromimporte sind marginal, Kohle und Gas für die Verstromung haben nur einen eher geringen Anteil an den Importen. Die Importe werden für Wärme (meist Gas) und Mobilität (Öl und andere Kraftstoffe) benötigt.

6.3 Berechnungsvarianten

Im Kapitel 6.4 wird die quantitative Bewertung der Szenarien vorgenommen. Szenarien, die fossile Energieträger nutzen, werden ergänzend mit den Varianten

- Einsatz von CCS bei Kohlekraftwerken und
- Nutzung von Fracking-Erdgas in Deutschland
- Dimensionierung der Stromversorgung für extra kalte Winter

gerechnet. Die daraus folgenden Kennwertänderungen werden kurz erörtert.

6.3.1 Anwendung von CCS als ergänzende Maßnahme

Es gibt immer wieder den Vorschlag, CCS (Carbon Capture and Storage) bei der Kohleverstromung anzuwenden, um so den CO₂-Ausstoß der Kohlekraftwerke zu vermindern. Erdgaskraftwerke haben nur den halben CO₂-Ausstoß pro eingespeister Kilowattstunde.

Wenn die Kohlekraftwerke nachträglich mit CCS ausgestattet werden, so benötigt diese Technik erhebliche zusätzliche Mengen an Strom (→9.4.2). Dieser wird bilanziell vom erzeugten Kohlestrom abgezogen. Damit fehlt diese Energie im Netz und muss durch mehr VE ersetzt werden.¹⁰

Das heißt:

- der CO₂-Ausstoß der Kohlekraftwerke fällt durch CCS signifikant (wie beabsichtigt),
- der notwendige Ausbau der VE steigt,
- die nötige Langzeitspeicherkapazität steigt (und die damit verbundenen Verluste).

In den Szenarien mit Kohlestrom werden diese drei Parameter für den gedachten Fall CCS (nur bei Kohlekraftwerken) quantitativ ergänzend angegeben. Dabei wird unterstellt, dass alle Kohlekraftwerke CCS erhalten (Details →9.4.2).

6.3.2 Verwendung von deutschem Fracking-Erdgas

Deutschland hat erhebliche Ressourcen an Erdgas, welche mit Fracking-Technik genutzt werden könnten. In den Szenarien, in denen Erdgas genutzt wird, wird alternativ heimisches Fracking verwendet (→9.4.7) und die damit verbundene Änderung der Energieträgerimporte angegeben.

6.3.3 Extra kalte Winter

Die gerechneten Szenarien basieren auf den Nutzenergien aus dem Jahre 2019, vermindert um ca. 5%, um damit noch ein Resteinsparungspotenzial zu berücksichtigen. Ein relevanter Bestandteil der Nutzenergiemenge ist die Niedertemperaturwärme, die sich aus der Gebäudeheizung und der Warmwassererzeugung ergibt.

Zukünftig soll hier die Wärmepumpe die bevorzugte Wahl sein. Dies hat den Vorteil, durch Nutzung der Umgebungsenergie (der Luft, der Erdwärme oder des Grundwassers) weniger Strom zu verbrauchen, als an Wärme entsteht. Über das Jahr liegt die Jahresleistungszahl (COP) zwischen 2,5 und 4,5. Diese große Spanne hängt wesentlich davon ab, welche Wärmequelle genutzt wird. Der häufigste, weil einfachste Fall, ist die Umgebungsluft. Hierbei bedarf es keiner Genehmigungen für Bohrungen oder Grundwassernutzung. Außerdem entfallen die Kosten dafür. Nachteilig bei Luft-Wasser-Wärmepumpen ist, dass die Wärmequelle (Luft) im Winter unter null fallen kann. Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe geht dann stark zurück. Das kann so weit gehen, dass der Strom für das Heizen direkt benutzt werden muss. Der Wirkungsgrad fällt von 450% über 250% bis auf 100%. Das führt dazu, dass an kalten Wintertagen deutlich mehr Leistung benötigt wird als im Durchschnitt über das Jahr. Es geht also nicht allein darum, den Jahresenergiebedarf an Strom für die Wärmepumpen zu errechnen und bereitzustellen, sondern auch um die maximalen Leistungsspitzen.

Solche Leistungsspitzen gibt es nicht nur über eine Stunde, sondern in kalten Wintertagen über mehrere Tage. Der Ausgleich über *demand side management*^A ist nicht möglich. Kalte Winter können aber auch dergestalt geschehen, indem es über Monate deutlich niedrigere Temperaturen gibt, als normalerweise. Dies betrifft dann die Jahresenergie des bereitzustellenden Stroms.

Dieser erhöhte Leistungs- und Energiebedarf tritt in einem extrem kalten Winter entsprechend verstärkt auf, wenn die Niedertemperaturwärme in Deutschland fast ausschließlich mit Wärmepumpen realisiert würde.

Die Niedertemperaturwärme beträgt in den Szenarien rund 30% der gesamten Nutzenergie. Das hat nicht zu unterschätzende Folgen auf den Leitungs- und Energiebedarf.

In einem langen, sehr kalten Winter^B und einem Szenario mit 535 TWh Raumwärme (Bsp.: S1), die zu 73% mit Wärmepumpen mit gemischten Wärmequellen erzeugt wird, steigt der Leistungsbedarf um 42 GW^C, verursacht durch den kalten Winter. Gleichzeitig steigt der jährliche Energiebedarf im Stromnetz um 94 TWh.

Dabei wirkt die Dauer eines langen, kalten Winters auf den zusätzlichen Energiebedarf und die niedrigste Temperatur (wenn auch nur für 2 Tage) bestimmt den Leistungsbedarf.

In den Leistungszuwachs, bezogen auf die durchschnittliche Leistung eines normalen Winters, spielen mehrere Effekte hinein:

- Es gibt eine Tageszeit, die einen erhöhten Energiebedarf hat (Tages-Maximum, z.B. morgens nach der Nachtabsenkung).
- Der Wärmebedarf ist im Winter deutlich höher als der Durchschnitt über das Jahr.

^A Als Demand Side Management (DSM), auch Lastmanagement genannt, bezeichnet man die Steuerung der Stromnachfrage durch das gezielte Ab- und Zuschalten von Lasten aufgrund von Nachfrage und Engpässen.

^B Angenommen wird statt einer durchschnittlichen Wintertemperatur von 0°C, eine von -20°C.

^C Das sind immerhin 70% der aktuellen Leistung von ca. 70 GW.

- Mit tieferen Temperaturen fällt der Wirkungsgrad.
- Bei einem besonders kalten Winter, ist eine erhöhte Wärmemenge in den Gebäuden bereitzustellen.

Im Unterschied zu den speicherbasierten fossilen Energieträgern (Erdgas, Öl) ist es geboten, dem Energie- und Leistungsbedarf von strombasierten Gebäudeheizungen besondere Betrachtungen zu schenken.

6.4 Bewertung der Szenarien für 2040

Nachfolgend werden die Szenarien bezüglich des quantitativen Einsatzes der Energieträger für die verschiedenen Anwendungsbereiche (Strom, Wärme, Mobilität) beschrieben. Weiter wird aufgezeigt, wie sich die gesicherte Stromversorgung zusammensetzt und in welche Nutzung die erzeugte VE geht.

Die originären Stromanwendungen^A erfordern bei allen Szenarien die gleiche Nutzenergie und damit den gleichen gesicherten Strombedarf (380 TWh/a). Weiter wird die Realisierbarkeit anhand von 17 Kriterien (→9.4.2) geprüft.

Es geht dabei um den maximal noch denkbaren VE-Ausbau und um Obergrenzen von z.B.

- Kraftwerksleistungen (fossil, Kernkraft)
- H₂-ready-Gaskraftwerke,
- Energiebeiträge von Kraftwerken
- Fernwärme
- In Deutschland herstellbaren Mengen von H₂ und E-Fuels etc.

Auch hier kommen wieder die symbolischen Szenarienbeschreibungen mit Icons sowie die Kennfarben zur Anwendung, um Menge und Art der verwendeten Energiequellen zu verdeutlichen.

6.4.1 S1 2040: EE, H₂, autark



Quellen für Wärme und Mobilität

Die Abb. 6-6 zeigt die relativen Verhältnisse, welche Anwendung (wie z.B. die Gebäudeheizung) womit versorgt werden. So soll die Niedertemperatur zu 73% durch Wärmepumpentechnik (im Gebäude und über Fernwärme) bereitgestellt werden. Die restlichen 27% haben Biomasse und Solarenergie als Ursprung.

Weiter zeigt die Grafik, dass die Verbrennungsmotoren in der Mobilität weiterhin eine große Rolle spielen. Sie werden aber CO₂-neutral^B mit synthetischen Kraftstoffen versorgt, die in Deutschland hergestellt werden (geforderte Autarkie). Aber auch verstärkte strombasierte Mobilität ist Teil des Konzepts. Die industrielle Hochtemperaturwärme kommt einerseits aus Strom, aber vor allem aus in Deutschland hergestellten Wasserstoff.

^A Die originären Stromanwendungen umfassen alle heutigen Stromverbraucher, auch mechanische Energie in Industrieprozessen oder die Stromnachfrage des Schienenverkehrs.

^B Das setzt freilich voraus, dass das CO₂ bei der Synthese der E-Fuels aus der Luft extrahiert wird.

Hinweise zum Verständnis der Abb. 6-6: Die Prozentsätze summieren sich zeilenweise auf 100%. Große farbige Balken visualisieren einen hohen Prozentsatz. Die Werte der Zeile „Wärme“ sind der Durchschnitt der Werte aus „Niedertemperatur“ und „Prozesswärme“, wobei das Energieverhältnis von Niedertemperatur und Prozesswärme eingeht. Die letzte Zeile enthält die Anteile der Energiequellen der Spalten an der gesamten Nutzenergie, d.h. inkl. der originären Stromanwendungen (380 TWh/a). Daher ist die Summe der Prozentsätze in der letzten Zeile nicht 100%.

S1 2040: EE, H2, autark		Fall: Durchschnittswinter						
Ursprung der Nutzenergie	Strom direkt	Wärmepumpe (Strom, KK)	Solar, Biomasse, FW aus Abwärme	H2 DE	E-Fuels DE	H2 Import	E-Fuels Import	fossil (Import)
Wärme	9%	37%	14%	40%	0%	0%	0%	0%
davon Niedertemperatur	0%	73%	27%	0%	0%	0%	0%	0%
davon Prozesswärme	17%	0%	0%	83%	0%	0%	0%	0%
Mobilität	33%	0%	0%	14%	52%	0%	0%	0%
sonst. mech. Arbeit	32%	0%	0%	5%	63%	0%	0%	0%
Anteil an ges. Nutzenergie	12,4%	21,0%	7,8%	25,8%	12,4%	0,0%	0,0%	0,0%

Abb. 6-6 Energieverwendung S1

Quellen des gesicherten Stroms

Entsprechend dem Szenariokonzept wird der Strom zu 73% direkt aus der VE eingespeist. Lediglich 5% kommt aus den anderen CO₂-freien Quellen. Ein Viertel des Stroms stammt aus den LZS.

S1 2040: EE, H2, autark		VE direkt	aus dem LZS	Kohle	Erdgas	Biomasse Wasser ...	Import	Kernenergie
Summe:	1.421	1032	319	0	0	70	0	0
Stromquellen [TWh/a]		1032	319	0	0	70	0	0
Anteil an gesicherter Stromversorgung		72,6%	22,4%	0,0%	0,0%	4,9%	0,0%	0,0%

Abb. 6-7 Gesicherte Stromversorgung S1

Da CO₂-freie Energieträger (H₂, E-Fuels, →Abb. 6-6) in großem Umfang aus VE hergestellt werden müssen, ist die erzeugte VE natürlich weitaus größer als der in Abb. 6-7 genannte Anteil für die Stromversorgung.

Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE

Die Tabelle Abb. 6-8 zeigt, dass 52% Überschüsse sind, die für H₂ und E-Fuels zur Verfügung gestellt werden, der Rest geht je zur Hälfte ins Netz (direkt und aus dem LZS) und in die Verluste im LZS.

S1 2040: EE, H2, autark				
	Summe	ins Netz	Verluste LZS	H2-Prod.
Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE [TWh/a]	4.791	1.351	956	2.484
Anteile	100%	28%	20%	52%

Abb. 6-8 Verwendung VE bei S1

Die Themen CCS und Fracking sind hier nicht relevant, da keine Kraftwerke mit Kohle und Erdgas für die Stromproduktion genutzt werden.

Kalte Winter

Hinweis: Die Nutzenergie erhöht sich um rund 350 TWh. Die Veränderungen an Leistung und Energie hängen vom Szenario, also von der gewählten Art der Wärmeerzeugung und dem Umfang der importierten Energieträger ab.

S1	normaler Winter	extra kalte Winter	
Leistungsspitze im Netz [GW]	1.642	1.765	123 mehr
LZS-Bedarf [TWh]	54	76	22 mehr
Leistungsspitze durch Wärmepumpen [GW]	18	60	42 mehr
gesicherter Strom [TWh/a]	1.421	1.515	94 mehr

Abb. 6-9 S1 bei kalten Wintern

Einschätzung der Realisierbarkeit

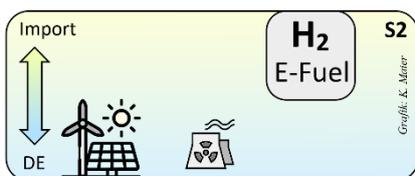
Hinweis: Grundlage für die Einschätzung sind die Werte, die in 9.4.1 gelistet und in 9.1 begründet sind.

Gegen die Realisierbarkeit spricht:

- Der erforderliche 34-fache VE-Ausbau, der durchschnittlich 4.790 TWh/a erzeugt, sprengt alle vorstellbaren Grenzen. Er ist den hohen Wirkungsgradverlusten bei der Herstellung von H₂ und den synthetischen Treibstoffen (E-Fuels) geschuldet. Dafür stehen weder die Flächen¹¹ zur Verfügung, noch sind die ökologischen Eingriffe vermittelbar. Die Verfügbarkeit der materiellen Ressourcen ist zweifelhaft (→9.8). Die Ressourcenknappheit lässt die Preise massiv steigen. Das riesige System aus VE, Netzausbau sowie der Wasserstoffwirtschaft ist von den volkswirtschaftlichen Kosten her untragbar (→7).
- Hinzu kommt, dass für den Volatilitätsausgleich eine so hohe Speicherkapazität benötigt wird, die auch bei Nutzung aller Kavernen (heute für Erdgas) dafür nicht ausreichen würde.
- Der nötige PtH₂tP-Speicher würde die 25-fache Leistung an H₂-Gaskraftwerken erfordern, gemessen an dem, was für noch denkbar erachtet wird.
- Die in Deutschland herstellbaren Mengen an Wasserstoff und E-Fuels werden, bezogen auf eine noch denkbare Obergrenze, um ein Vielfaches überschritten.
- Auch im Bereich der Fernwärme wurden unrealistische Annahmen für das Szenario gemacht.

Da das Szenario den nicht realisierbaren Endzustand (auch nicht bis 2060 möglich) beschreibt, wäre jeder Weg dahin, etwa über den Versuch eines 5-fachen VE-Ausbaus bis 2035 eine Sackgasse, mit dem Verlust immenser Investitionskosten und irreversiblen ökologischen Schäden.

6.4.2 S2 2040: EE, KE, H₂-Import



Quellen für Wärme und Mobilität

Die Abb. 6-10 zeigt, wie die Verhältnisse bei dem Import von H₂ und E-Fuels sind. In Deutschland werden weder Wasserstoff noch E-Fuels hergestellt. Dafür werden große Mengen dieser Energieträger importiert. Während sich die E-Fuels auf den Verkehrssektor konzentrieren, wird H₂ in der Wärmeerzeugung (Hochtemperatur) eingesetzt. Im Niedertemperaturbereich herrscht die Wärmepumpentechnik vor. Insgesamt trägt Strom zu fast 8% zu den Sektoren

Wärme und Mobilität bei und bedeutet gegenüber heute eine deutliche Zunahme dieser Technik^A bis 2040.

Die Beschränkung auf eine emissionsfreie Energieerzeugung auf 924 TWh/a VE (6,5-facher Ausbau), den vollen Wiedereinstieg in die Kernenergie mit 100 TWh/a^B und dem immensen Import teurer grüner Energieträger mit 1.575 TWh scheint, verglichen mit dem Autark-Szenario S1, attraktiver zu sein.

S2 2040: EE, KE, H2-Import				Fall: Durchschnittswinter				
Ursprung der Nutzenergie	Strom direkt	Wärmepumpe (Strom, KK)	Solar, Biomasse, FW aus Abwärme	H2 DE	E-Fuels DE	H2 Import	E-Fuels Import	fossil (Import)
Wärme	6%	28%	15%	0%	0%	48%	4%	0%
davon Niedertemperatur	0%	53%	28%	0%	0%	18%	0%	0%
davon Prozesswärme	12%	0%	0%	0%	0%	80%	8%	0%
Mobilität	16%	0%	0%	0%	0%	9%	75%	0%
sonst. mech. Arbeit	33%	0%	0%	0%	0%	0%	67%	0%
Anteil an ges. Nutzenergie	7,8%	15,7%	8,4%	0,0%	0,0%	28,6%	18,9%	0,0%

Abb. 6-10 Energieverwendung S2

Quellen des gesicherten Stroms

Da der Strombedarf nur wenig mehr als die Hälfte von S1 beträgt, haben die anderen CO₂-freien Energiequellen (Biomasse, Wasser, Kernenergie) einen spürbaren Anteil.

S2 2040: EE, KE, H2-Import									
		VE direkt	aus dem LZS	Kohle	Erdgas	Biomasse Wasser ...	Import	Kernenergie	
Summe:	726	420	116	0	0	70	20	100	
Anteil an gesicherter Stromversorgung		57,8%	16,0%	0,0%	0,0%	9,6%	2,8%	13,8%	

Abb. 6-11 Gesicherte Stromversorgung S2

Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE

Für die H₂-Produktion wird nichts bereitgestellt, während fast 40% der VE Verluste sind. Der Rest geht direkt oder über den LZS ins Netz.

S2 2040: EE, KE, H2-Import				
	Summe	ins Netz	Verluste LZS	H2-Prod.
Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE [TWh/a]	924	536	348	40
Anteile	100%	58%	38%	4%

Abb. 6-12 Verwendung VE bei S2

Kalte Winter

Hinweis: Die Nutzenergie erhöht sich um rund 350 TWh. Die Veränderungen an Leistung und Energie hängen vom Szenario, also von der gewählten Art der Wärmeerzeugung und dem Umfang der importierten Energieträger ab.

^A Bei Oberleitungen mehr als doppelt und bei Batterie-basierter Mobilität eine Verdreifachung.

^B Die KKW's speisen mit konstanter max. Leistung ein. Wenn sie zum Volatilitätsausgleich beitragen sollen, fällt entweder die Jahresarbeit oder die installierte Leistung müsste erhöht werden.

S2	normaler Winter		extra kalte Winter	
	Leistungsspitze im Netz [GW]	329	368	39 mehr
LZS-Bedarf [TWh]	42	48	6 mehr	
Leistungsspitze durch Wärmepumpen [GW]	12	40	28 mehr	
gesicherter Strom [TWh/a]	726	788	62 mehr	

Abb. 6-13 S2 bei kalten Wintern

Einschätzung der Realisierbarkeit

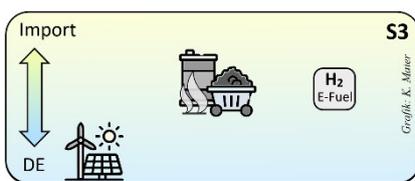
Hinweis: Grundlage für die Einschätzung sind die Werte, die in 9.4.1 gelistet und in 9.1 begründet sind.

Gegen die Realisierbarkeit spricht:

- Ein nahezu siebenfacher Ausbau der VE wäre jedoch ebenfalls ein generationsübergreifender ökologischer Eingriff. Zudem ist ein solcher Ausbau weder von der verfügbaren Fläche¹² noch aufgrund der Widerstände der betroffenen Bevölkerung realisierbar.
- Auch hier wird das Limit für die Realisierbarkeit des Langzeitspeichers durch die begrenzten Speicherkapazitäten der Kavernen überschritten.
- Die Anzahl der nötigen H₂-ready-Gaskraftwerke wird um mehr als das 9-Fache überschritten.
- Der angesetzte Ausbau der Fernwärme überschreitet ebenfalls das Referenzlimit.
- Der Verbrauch von H₂ und seiner Derivate liegt weit über der angesetzten Grenze.

Daher bleibt die offene Frage, woher und zu welchen Kosten die riesigen Mengen der zu importierenden grünen Energieträger, wie H₂ und E-Fuels, bezogen werden können.

6.4.3 S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2



Quellen für Wärme und Mobilität

Der Import von fossilen Energieträgern ist die Hauptquelle der Energieversorgung. Die Nutzung von H₂ ist gering. Niedertemperaturwärme wird immerhin 61% CO₂-neutral erzeugt.

Man setzt in pragmatischer Sicht neben den EE auf Erdgas und soweit nötig, auf Kohle. Der nötige 5,5-fache Ausbau der VE wäre aber ein gravierender ökologisch belastender Eingriff in die Natur. Außerdem ist es höchst zweifelhaft, ob die Fläche^{11, 12} dazu in Deutschland zur Verfügung steht und dieser Ausbau durchsetzbar wäre. Das aktuelle Ziel der CO₂-Reduktion wird klar verfehlt. Mit 492 Mio. t/a entsteht im Szenarienvergleich die zweithöchste Emission. Das Ziel der Bundesregierung, diese bis 2040 auf 150 Mill. t/a zu reduzieren, ist so unerreichbar. Auch mit CCS wäre man noch weit vom Ziel entfernt (s.u.). Die Kernkraft bleibt außen vor. Zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes wird heimisch erzeugter H₂ eingesetzt, der einen nicht unwesentlichen Anteil am VE-Ausbau erfordert. Der Import von H₂ ist etwa doppelt so hoch wie die inländische Herstellung. H₂ wird im Bereich Hochtemperatur (als Erdgasersatz) und im Bereich Verkehr eingesetzt. Nur durch einen umfangreichen Import von fossilen Kraftstoffen ist eine gewisse Begrenzung des VE-Ausbaus erreichbar.

S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2				Fall: Durchschnittswinter				
Ursprung der Nutzenergie	Strom direkt	Wärmepumpe (Strom, KK)	Solar, Biomasse, FW aus Abwärme	H2 DE	E-Fuels DE	H2 Import	E-Fuels Import	fossil (Import)
Wärme	12%	7%	22%	3%	0%	6%	2%	49%
davon Niedertemperatur	0%	12%	42%	0%	0%	4%	4%	39%
davon Prozesswärme	25%	0%	0%	6%	0%	8%	0%	61%
Mobilität	25%	0%	0%	6%	0%	3%	6%	59%
sonst. mech. Arbeit	45%	0%	0%	5%	0%	5%	0%	45%
Anteil an ges. Nutzenergie	13,4%	3,8%	12,6%	2,9%	0,0%	4,0%	2,1%	40,8%

Abb. 6-14 Energieverwendung S3

Quellen des gesicherten Stroms

Fossile Energieträger sind in diesem Konzept mit einem Drittel an der gesicherten Stromversorgung beteiligt. Die damit verbundene Regelbarkeit erlaubt die VE fast vollständig einspeisen zu können, so dass nur ein geringer Anteil aus dem LZS kommen muss.

S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2								
	VE direkt	aus dem LZS	Kohle	Erdgas	Biomasse Wasser ...	Import	Kernenergie	
Summe: 792	435	17	150	100	70	20	0	Stromquellen [TWh/a]
Anteil an gesicherter Stromversorgung	54,9%	2,2%	18,9%	12,6%	8,8%	2,5%	0,0%	

Abb. 6-15 Gesicherte Stromversorgung S3

Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE

Durch den hohen Überschuss (35% der erzeugten VE), der für die H₂-Produktion verwendet wird, wird nur ein sehr kleiner LZS benötigt. Damit fallen die Verluste mit 7% relativ gering aus (→9.9.2).

S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2				
	Summe	ins Netz	Verluste LZS	H2-Prod.
Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE [TWh/a]	784	452	51	281
Anteile	100%	58%	7%	36%

Abb. 6-16 Verwendung VE bei S3

Alternative: CCS

Wenn alle Kohlekraftwerke mit CCS (Abscheidung im Rauchgas) nachgerüstet würden, resultiert:

- CO₂ reduziert sich von 492 Mill. t auf 361 (- 27 %),
- der VE-Strombedarf steigt von 784 auf 1.183 TWh/a (+51 %),
- der Langzeitspeicherbedarf steigt von 2,1 TWh auf 31 TWh,
- die Verluste im Langzeitspeicher steigen von 51 TWh/a auf 387 TWh/a.

Alternative: Fracking in Deutschland

Wenn der Erdgasimport um 10 Mrd.m³ durch deutsches Fracking reduziert würde, bliebe der CO₂-Ausstoß konstant, aber der Import von fossilen Energieträgern würde sich um 6,1% verringern.

Kalte Winter

Hinweis: Die Nutzenergie erhöht sich um rund 350 TWh. Die Veränderungen an Leistung und Energie hängen vom Szenario, also von der gewählten Art der Wärmeerzeugung und dem Umfang der importierten Energieträger ab.

S3	normaler Winter		extra kalte Winter	
	Leistungsspitze im Netz [GW]	282	294	12 mehr
LZS-Bedarf [TWh]	2	3	1 mehr	
Leistungsspitze durch Wärmepumpen [GW]	3	10	7 mehr	
gesicherter Strom [TWh/a]	792	808	16 mehr	

Abb. 6-17 S3 bei kalten Wintern

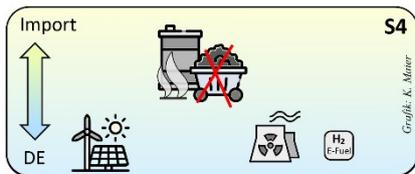
Einschätzung der Realisierbarkeit

Hinweis: Grundlage für die Einschätzung sind die Werte, die in 9.4.1 gelistet und in 9.1 begründet sind.

Gegen die Realisierbarkeit sprechen nur 2 Argumente:

- Der VE-Ausbau übersteigt die gesetzte Grenze.
- Der Bau von H₂-Gaskraftwerken mit einer Leistung von 39 GW nebst Infrastruktur überschreitet das angesetzte Limit. In Summe wären 130 Gas-KWs je 300 MW nötig.
- Die CCS-Variante ist energetisch ineffektiv und aus weiteren Gründen nicht sinnvoll (→9.4.3)

6.4.4 S4 2040: EE, Gas, Öl, KE



Quellen für Wärme und Mobilität

Lediglich die Niedertemperaturwärme wird zu mehr als der Hälfte mit Wärmepumpen, sowie mit Solar und Biomasse CO₂-neutral erzeugt. Der Rest der Wärme wird durch fossile Energieträger (Erdgas und Öl) abgedeckt. Der Verkehrsbedarf wird zu etwa 25% strombasiert versorgt. Wasserstoff ist ein marginales Thema.

Selbst unter dem Verzicht auf Kohleverstromung, einem mehr als 5-fachen Ausbau der VE, der Beibehaltung von importierten Erdgas und rechnerischen 232 Gaskraftwerken (je 300 MW), dem vollen Wiedereinstieg in die Kernenergie^A und einem erheblichen Import fossiler Energieträger (vorwiegend Kraftstoffe für Verkehr und Erdgas für Prozesswärme) mit 1.842 TWh/a entstehen CO₂-Emissionen von 409 Mio. t/a. Wie auch bei S1, S2, und S6 bliebe die heimische Braunkohle im Boden.

^A Die KKW's speisen mit konstanter max. Leistung ein. Wenn sie zum Volatilitätsausgleich beitragen sollen, fällt entweder die Jahresarbeit oder die installierte Leistung müsste erhöht werden.

S4 2040: EE, Gas, Öl, KE				Fall: Durchschnittswinter				
Ursprung der Nutzenergie	Strom direkt	Wärmepumpe (Strom, KK)	Solar, Biomasse, FW aus Abwärme	H2 DE	E-Fuels DE	H2 Import	E-Fuels Import	fossil (Import)
Wärme	2%	20%	10%	2%	0%	1%	0%	65%
davon Niedertemperatur	2%	38%	19%	0%	0%	0%	0%	41%
davon Prozesswärme	2%	0%	0%	5%	0%	2%	0%	91%
Mobilität	24%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	65%
sonst. mech. Arbeit	33%	0%	0%	7%	7%	7%	7%	40%
Anteil an ges. Nutzenergie	6,8%	11,3%	5,8%	2,2%	0,8%	1,3%	0,8%	50,6%

Abb. 6-18 Energieverwendung S4

Quellen des gesicherten Stroms

Durch den relativ hohen Anteil an fossilen Energieträgern kann der Wert der gesicherten Stromversorgung klein gehalten werden. Entsprechend fällt der Anteil der Beiträge durch Biomasse, Wasser und Kernenergie mit 24% anteilig vergleichsweise hoch aus. Gut die Hälfte der erzeugten VE kann direkt ins Netz eingespeist werden, wie Abb. 6-19 zeigt.

S4 2040: EE, Gas, Öl, KE								
		VE direkt	aus dem LZS	Kohle	Erdgas	Biomasse Wasser ...	Import	Kernenergie
Summe:	698	382	26	0	100	70	20	100
Anteil an gesicherter Stromversorgung		54,8%	3,7%	0,0%	14,3%	10,0%	2,9%	14,3%

Abb. 6-19 Gesicherte Stromversorgung S4

Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE

Ein Drittel der erzeugten VE geht als Überschuss in die H₂-Produktion. 53% werden für die gesicherte Stromversorgung benötigt. Dabei entstehen 10% Verluste im LZS.

S4 2040: EE, Gas, Öl, KE				
	Summe	ins Netz	Verluste LZS	H2-Prod.
Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE [TWh/a]	766	408	77	281
Anteile	100%	53%	10%	37%

Abb. 6-20 Verwendung VE bei S4

Alternative: CCS

Entfällt, da keine Kohlekraftwerke.

Alternative: Fracking in Deutschland

Wenn der Erdgasimport um 10 Mrd. m³ durch deutsches Fracking reduziert würde, bliebe der CO₂-Ausstoß konstant, aber der Import von fossilen Energieträgern würde sich um 6 % verringern.

Kalte Winter

Hinweis: Die Nutzenergie erhöht sich um rund 350 TWh. Die Veränderungen an Leistung und Energie hängen vom Szenario, also von der gewählten Art der Wärmeerzeugung und dem Umfang der importierten Energieträger ab.

S4	normaler Winter	extra kalter Winter
Leistungsspitze im Netz [GW]	277	327 51 mehr
LZS-Bedarf [TWh]	3	10 7 mehr
Leistungsspitze durch Wärmepumpen [GW]	8	26 18 mehr
gesicherter Strom [TWh/a]	698	744 47 mehr

Abb. 6-21 S4 bei kalten Wintern

Einschätzung der Realisierbarkeit

Hinweis: Grundlage für die Einschätzung sind die Werte, die in 9.4.1 gelistet und in 9.1 begründet sind.

Gegen die Realisierbarkeit spricht:

- Der nötige VE-Ausbau überschreitet die festgelegte Grenze^{11, 12}. Dazu stellt sich die Frage: mit welchen Kostensteigerungen zu rechnen ist, angesichts der großen Mengen an benötigten Rohstoffen zum Bau der Anlagenflotte (→9.8).
- Die Anzahl der erforderlichen H₂-Gaskraftwerke für die H₂-Rückverstromung beim LZS ist 3-fach größer als das angesetzte Limit.
- Die veranschlagten Mengen an E-Fuels, die in Deutschland hergestellt werden, sind fast doppelt so hoch wie das Limit.
- Auch die Fernwärme mit Wärmepumpe wurde im Szenario deutlich überzogen.

6.4.5 S5 2040: EE, KE, Fossil-Import



Quellen für Wärme und Mobilität

Mit dem Konzept wird versucht, auf bestehender Basis mit moderaten Änderungen eine sichere und vergleichsweise kostengünstige Energieversorgung zu erreichen. Dieser Ansatz stellt die CO₂-Einsparung ganz hinten an.

Der praktizierte Import von Energieträgern ist seit Jahrzehnten sehr hoch. Er beträgt für S5 wieder rund 80%. Hierzu gehören Stromimporte und Kernbrennstoffe.

Zusätzlich wird heimische Braunkohle verstromt. Die strombasierten Anwendungen im Sektor Wärme haben einen Anteil von 19% (Strom direkt + Wärmepumpe). Der dafür benötigte Strom kommt auch aus Kernkraftwerken^A (in Abb. 6-23 sind die Quellen des Stroms ausgewiesen).

Mit dem niedrigsten VE-Ausbau vom 1,2-Fachen und 80 Gaskraftwerken (je 300 MW) bietet das pragmatischste Szenario S5 ein realisierbares Konzept. Es ist gekennzeichnet durch einen breiten Energiemix mit vor allem grundlastfähigen Stromerzeugern und verfügbaren Energieträgern.

Da Kernenergie noch nicht voll ausgebaut ist, verursachen Kohle, Gas und fossile Importe die höchsten CO₂-Emissionen aller Szenarien. Ökonomisch gesehen ist es das kostengünstigste Szenario (→7) und

^A Die KKW's speisen mit konstanter max. Leistung ein. Wenn sie zum Volatilitätsausgleich beitragen sollen, fällt entweder die Jahresarbeit oder die installierte Leistung müsste erhöht werden.

verringert damit die Gefahr der Deindustrialisierung. Es bietet mit der weiteren Verfolgung des „Energemix-Weges“ und des schrittweisen Ersatzes der fossilen Energieträger Kohle, Gas und Öl durch bewährte und weiterentwickelte Kernkraftanlagen perspektivisch eine langfristige Lösung der Energieprobleme. Sie heißt: steigender Anteil der kostengünstigen Kernenergie bei abnehmenden Importen an Gas und Öl und einem langsamen Rückbau der VE-Anlagen (nach Ende der Gebrauchsdauer).

S5 2040: EE,KE, Fossil-Import				Fall: Durchschnittswinter				
Ursprung der Nutzenergie	Strom direkt	Wärmepumpe (Strom, KK)	Solar, Biomasse, FW aus Abwärme	H2 DE	E-Fuels DE	H2 Import	E-Fuels Import	fossil (Import)
Wärme	7%	7%	12%	0%	0%	0%	0%	74%
davon Niedertemperatur	1%	13%	22%	0%	0%	0%	0%	64%
davon Prozesswärme	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	86%
Mobilität	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	86%
sonst. mech. Arbeit	24%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	76%
Anteil an ges. Nutzenergie	7,5%	4,0%	6,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	61,3%

Abb. 6-22 Energieverwendung S5

Quellen des gesicherten Stroms

Durch den hohen Anteil an regelbaren Kraftwerken, kann die Volatilität der VE ausgeglichen werden, sodass kein LZS nötig ist (wie heute). Die gesicherte Stromversorgung ist mit 595 TWh/a die geringste aller Szenarien.

S5 2040: EE,KE, Fossil-Import								
		VE direkt	aus dem LZS	Kohle	Erdgas	Biomasse Wasser ...	Import	Kernenergie
Summe:	595	155	0	150	100	70	20	100
Anteil an gesicherter Stromversorgung		26,0%	0,0%	25,2%	16,8%	11,8%	3,4%	16,8%

Abb. 6-23 Gesicherte Stromversorgung S5

Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE

Da kein LZS benötigt wird, gibt es keine Verluste und 79% der erzeugten VE gehen direkt ins Netz.

S5 2040: EE,KE, Fossil-Import				
	Summe	ins Netz	Verluste LZS	H2-Prod.
Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE [TWh/a]	195	155	0	40
Anteile	100%	79%	0%	21%

Abb. 6-24 Verwendung VE bei S5

Alternative: CCS

Wenn alle Kohlekraftwerke mit CCS (Abscheidung im Rauchgas) ausgestattet würden, resultiert:

- CO₂ reduziert sich von 647 auf 516 Mill. t (- 20 %)
- Der VE-Ausbau steigt von 195 auf 258 TWh/a (+ 30 %)
- Der Langzeitspeicherbedarf bleibt auf 0 TWh
- Die Verluste im Langzeitspeicher bleiben auf 0 TWh/a

Alternative: Fracking in Deutschland

Wenn der Erdgasimport um 10 Mrd. m³ durch deutsches Fracking reduziert würde, bliebe der CO₂-Ausstoß konstant, aber der Import von fossilen Energieträgern würde sich um 6,0 % verringern.

Kalte Winter

Hinweis: Die Nutzenergie erhöht sich um rund 350 TWh. Die Veränderungen an Leistung und Energie hängen vom Szenario, also von der gewählten Art der Wärmeerzeugung und dem Umfang der importierten Energieträger ab.

S5	normaler Winter	extra kalte Winter
Leistungsspitze im Netz [GW]	98	102 5 mehr
LZS-Bedarf [TWh]	0	0 0 mehr
Leistungsspitze durch Wärmepumpen [GW]	2	7 4 mehr
gesicherter Strom [TWh/a]	595	608 13 mehr

Abb. 6-25 S5 bei kalten Wintern

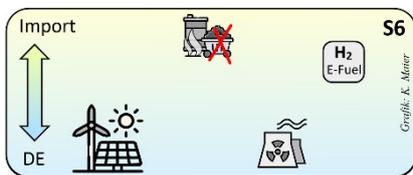
Einschätzung der Realisierbarkeit

Hinweis: Grundlage für die Einschätzung sind die Werte, die in 9.4.1 gelistet und in 9.1 begründet sind.

- Es werden alle Kriterien der Realisierbarkeit erreicht, wenn auch einige nur knapp.
- Die CCS-Variante ist energetisch ineffektiv und aus weiteren Gründen nicht sinnvoll (→9.4.3)

6.4.6 S6 2050 Ziel: Minus 80% CO2

Quellen für Wärme und Mobilität



Für die Umsetzung des Ziels, 80% CO₂ einzusparen, wird schrittweise die Verwendung der fossilen Energieträger reduziert. Da Wasserstoff und E-Fuels nur begrenzt eingesetzt und davon nur wenig in Deutschland hergestellt wird, ist der gesicherte Strom die entscheidende Quelle, um fossile Energieträger zu ersetzen. Wärmepumpen stellen zu fast 60% die Niedertemperaturwärme. Der Rest kommt aus fossilen Energieträgern und anderen Wärmequellen. Der Bereich Mobilität wird etwa zu 50% mit Strom gelöst. Die Prozesswärme wird etwa zur Hälfte mit fossilen Energieträgern, zu einem Drittel mit Wasserstoff und der Rest mit Strom gelöst.

S6 2050: Minus 80% CO2		Fall: Durchschnittswinter						
Ursprung der Nutzenergie	Strom direkt	Wärmepumpe (Strom, KK)	Solar, Biomasse, FW aus Abwärme	H2 DE	E-Fuels DE	H2 Import	E-Fuels Import	fossil (Import)
Wärme	12%	30%	10%	4%	0%	12%	0%	32%
davon Niedertemperatur	5%	58%	19%	0%	0%	0%	0%	18%
davon Prozesswärme	19%	0%	0%	9%	0%	25%	0%	47%
Mobilität	52%	0%	0%	3%	4%	3%	10%	27%
sonst. mech. Arbeit	35%	0%	0%	2%	2%	2%	12%	47%
Anteil an ges. Nutzenergie	17,0%	17,9%	5,8%	3,1%	0,8%	7,7%	2,2%	25,0%

Abb. 6-26 Energieverwendung S6

Quellen des gesicherten Stroms

Lediglich 11% beträgt der Anteil von Erdgas an der gesicherten Stromversorgung. Auf Kohle musste verzichtet werden. 70% des Stroms stammt aus VE.

S6 2050: Minus 80% CO2		VE direkt	aus dem LZS	Kohle	Erdgas	Biomasse Wasser ...	Import	Kern-energie
Summe:	953	485	178	0	100	70	20	100
Anteil an gesicherter Stromversorgung		50,9%	18,6%	0,0%	10,5%	7,3%	2,1%	10,5%

Abb. 6-27 Gesicherte Stromversorgung S6

Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE

Aus der im Konzept festgelegten geringen Wasserstoffproduktion resultieren geringe Überschüsse (20%) und damit ein hoher Anteil der VE, die in das Netz geht. Gleichzeitig führt das auch zu relativ hohen Verlusten im LZS (36%).

S6 2050: Minus 80% CO2				
	Summe	ins Netz	Verluste LZS	H2-Prod.
Verwendung der durchschnittlich erzeugten VE [TWh/a]	1.495	663	533	298
Anteile	100%	44%	36%	20%

Abb. 6-28 Verwendung VE bei S6

Alternative: CCS

Da keine Kohlekraftwerke vorhanden sind, entfällt die Variante „mit CCS“.

Alternative: Fracking in Deutschland

Wenn der Erdgasimport um 10 Mrd. m³ durch deutsches Fracking reduziert würde, bliebe der CO₂-Ausstoß konstant, aber der Import von fossilen Energieträgern würde sich um 5,8 % verringern.

Kalte Winter

Hinweis: Die Nutzenergie erhöht sich um rund 350 TWh. Die Veränderungen an Leistung und Energie hängen vom Szenario, also von der gewählten Art der Wärmeerzeugung und dem Umfang der importierten Energieträger ab.

S6	normaler Winter	extra kalte Winter
Leistungsspitze im Netz [GW]	526	560 34 mehr
LZS-Bedarf [TWh]	53	59 5 mehr
Leistungsspitze durch Wärmepumpen [GW]	14	44 30 mehr
gesicherter Strom [TWh/a]	953	1.041 88 mehr

Abb. 6-29 S6 bei kalten Wintern

Einschätzung der Realisierbarkeit

Hinweis: Grundlage für die Einschätzung sind die Werte, die in 9.4.1 gelistet und in 9.1 begründet sind.

Dieses Szenario scheitert an 8 Kriterien. Eine CO₂-Reduktion um 80%, die die CO₂-Emissionen der Szenarien 3 und 4 etwa halbiert, muss zwangsläufig auf gleiche und weitere Probleme stoßen.

Gegen die Realisierbarkeit spricht u.a.:

- Die Anzahl der erforderlichen H₂-Gaskraftwerke für die H₂-Rückverstromung beim LZS ist 10-fach größer als das angesetzte Limit.
- Auch die Fernwärme mit Wärmepumpe wurde im Szenario deutlich überzogen.

- Die veranschlagten Mengen an E-Fuels, die in Deutschland hergestellt werden, sind 4-fach so hoch wie das Limit.
- Die erforderliche LZS-Kapazität lässt sich mit H₂ und den deutschen Kavernen nicht realisieren (3-fache Überschreitung).

Der 10-fache Ausbau der VE liegt an der Grenze^{11, 12} und wäre ein ökologisches Desaster.

Damit verbunden sind wesentliche Fragen ungeklärt:

- nach den steigenden Kosten und
- den in großen Mengen benötigten Rohstoffen zum Bau der Anlagenflotte (→9.8).

6.5 Möglichkeiten und Grenzen der Kernenergie

Die Kernenergie ist eine ideale Energiequelle, mit der kostengünstig und umweltverträglich auf kleiner Fläche Strom produziert werden kann. In der geplanten Zukunft mit vollständiger CO₂-Vermeidung, sollten die Kernkraftwerke einen wesentlichen Anteil am Strom-Mix haben. Neben dem Strom, der nur etwa ein Fünftel des Endenergiebedarfs deckt, sind Energieträger für die Sektoren Wärme und Verkehr nötig. Diese Sektoren werden heute durch importierte fossile Energieträger (Öl und Erdgas) versorgt. In den folgenden 2 Szenarien mit CO₂-Freiheit wird, bis auf 200 TWh VE und 70 TWh (Biomasse, Wasser) – etwa wie heute, der übrige Energiebedarf alternativ aus Kernkraftwerken gedeckt.

Szenario 1

S1 2040: EE, H2, autark	0 Mill.t/a CO₂
Fall: KKW's ersetzen die heimische Energieerzeugung	
Strom für H2, PtX in DE	2.923 TWh/a
Bedarf an gesicherter SV	1.421 TWh/a
davon noch 14,3% VE	-203,18 TWh/a
Strom aus Biomasse, Wasser etc.	-70 TWh/a
gesamter Strombedarf aus KE	4.070 TWh/a
Anzahl KKW mit je 1,2 GW	348
Energieträgerimport (Endenergie)	
Import PtX-Produkte (CO ₂ -frei)	0 TWh/a
Import fossile Energieträger	0 TWh/a
verbliebene CO₂-Emission	0 Mill.t/a

Tabelle 6-1 S1 mit vorwiegend Kernenergie

Um die Energieträger CO₂-frei zu machen, benötigt man große Mengen Strom, wie das im Szenario 1 deutlich wurde. Wollte man die VE in S1 bis auf einen Rest von 200 TWh durch Kernkraft ersetzen, wären etwa 4.070 TWh/a erforderlich, mit allein 2.923 TWh/a für die Herstellung von PtX-Kraftstoffen. 4.070 TWh/a entspricht etwa 348 mittleren Kernkraftwerken, also eine unvorstellbar hohe Anzahl.

Will man die gesamte Energie aus Kernkraft decken (ohne 200 TWh/a), benötigt man etwa 364 KKW's.

Szenario 2

S2 2040: EE, KE, H2-Import	0 Mill.t/a CO₂
Fall: KKW's ersetzen die heimische Energieerzeugung	
Strom für H2, PtX in DE	0 TWh/a
Bedarf an gesicherter SV	726 TWh/a
davon noch 28% VE	-203,19 TWh/a
Strom aus Biomasse, Wasser etc.	-70 TWh/a
gesamter Strombedarf aus KE	452 TWh/a
Anzahl KKW mit je 1,2 GW	39
Energieträgerimport (Endenergie)	
Import PtX-Produkte (CO ₂ -frei)	1.533 TWh/a
Import fossile Energieträger	0 TWh/a
verbliebene CO₂-Emission	0 Mill.t/a

Tabelle 6-2 S2 mit vorwiegend Kernenergie

Nun war der Anspruch von S1 die Autarkie, d.h. die Herstellung von PtX-Kraftstoffen sollte komplett im Land erfolgen.

S2 verfolgte das andere Extrem, nämlich den Import aller PtX-Kraftstoffe. Aber selbst dann sind rund 39 Kernkraftwerke nötig. Dafür müsste man auf die importierten, teuren E-Fuels setzen, deren Verfügbarkeit und Kostenentwicklung risikoreich und heute nicht einschätzbar ist.

Will man die gesamte Energie aus Kernkraft decken, benötigt man etwa 55 KKW's.

Sollte der Weg der Dekarbonisierung tatsächlich weiter beschritten werden, wäre wohl ein Mittelweg zwischen S1 und S2 wahrscheinlich. Die energetische Konsequenz wäre eine Größenordnung von 100 Kernkraftwerken bei Erhalt der heute vorhandenen VE-Anlagen. Verzichtet man langfristig auf die VE aus Umweltgründen, so erhöht sich die Anzahl um ca. 16 Kernkraftwerke. Der Bezug von PtX-Kraftstoffen wird aus heutiger Sicht unsicher und vor allem sehr teuer werden.

Die Kernenergie kann zwar einen großen Beitrag für die Stromversorgung leisten – der Import großer Mengen von Energieträgern (Kraftstoffe) ist aber unvermeidlich.

7 Kostenabschätzung

Zusätzlich zu den energetischen Aussagen und Bewertungen, sind volkswirtschaftliche Kostenbetrachtungen wichtig, um einer Gesamtbeurteilung und einem Vergleich der Energiewende-Szenarien Gewicht zu verleihen.

Hinweis: Die für die Kostenrechnung verwendeten Parameter sind sorgfältig abgeschätzt worden. Trotzdem liegen darin Unsicherheiten und Spielräume für begrenzte Modifikationen (durch andere Sichtweisen und Annahmen). Entscheidend ist aber, dass dieser Parametersatz (siehe Anlage →9.11) für alle Szenarien gleichermaßen gegolten hat, sodass sich begrenzte Parameteränderungen auf alle Szenarien ähnlich auswirken würden und damit die relativen Verhältnisse weitgehend erhalten blieben.

7.1 Die volkswirtschaftlichen Kosten

Die Tabelle 7-1 enthält alle wichtigen Kostenkomponenten für die gesamte Energieversorgung. Dabei ist wichtig, dass die Kosten volkswirtschaftlich betrachtet werden. So dürfen z.B. die Dach-PV-Anlagen nicht unberücksichtigt bleiben, die von kleinen privaten Investoren betrieben werden. Diese Mittel gehen der Volkswirtschaft verloren, die ansonsten in eine andere Verwendung geflossen wären.^A

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	Zeile
Energie							
gesicherter Strom [TWh/a]	1.421	726	792	697	595	953	a
Import Energieträger [TWh/a]	0	1.575	1.366	1.485	1.739	867	b
Endenergie Kraftstoffe [TWh/a]	1.207	1.575	1.469	1.695	1.839	1.088	c
Rechnung für normale Winter dimensioniert	Mrd.€/a	Mrd.€/a	Mrd.€/a	Mrd.€/a	Mrd.€/a	Mrd.€/a	
Volkswirtschaftliche Kosten für vorwiegend Strom							Zeile
Netzkosten heute (aus Netzentgelten abgeleitet)	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	d
Zusatzkosten für Netzausbau (wg. volatilem Strom)	694,0	103,2	82,0	79,3	0,0	191,7	e
Investition, Betrieb Langzeitspeicher (PtH2tP)	139,8	50,5	14,3	16,1	0,0	58,2	f
Onshore-Strom	143,7	27,7	23,5	22,9	5,8	44,8	g
Offshore-Strom	124,6	24,0	20,4	19,9	5,1	38,9	h
Dach-PV	119,8	23,1	19,6	19,1	4,9	37,4	i
Batterie für Dach-PV	190,5	36,7	31,2	30,4	7,7	59,4	j
PV-Freifläche	133,4	25,7	21,8	21,3	5,4	41,6	k
Stationäre Batterie für Regelernergie	7,0	3,7	3,7	3,4	2,8	4,8	l
Kohle-, Erdgaskraftwerkstrom ohne CO2-Kosten	0,0	0,0	12,0	6,0	12,0	6,0	m
Kernkraft-, Importstrom	0,0	4,6	1,6	4,6	4,6	4,6	n
Fernwärme (aus KWK, Abwärme, WP)	15,6	21,6	15,0	17,8	20,1	19,6	o
Mehrkosten für Anschaffung Wärmepumpentechnik	18,0	9,4	4,3	9,4	3,2	17,3	p
Mehrkosten für Anschaffung E-PKW	27,0	9,0	18,0	12,0	9,0	39,0	q
Volkswirtschaftliche Kosten für Energieträger-Import							
Import Wasserstoff	0,0	125,2	21,8	10,1	0,0	33,4	r
Import E-Fuels	0,0	274,7	27,4	12,6	0,0	29,5	s
Import Erdgas (nur für Wärme, Mobilität)	0,0	0,0	14,3	20,4	21,8	10,2	t
Import Kraftstoffe (nur für Wärme, Mobilität)	0,0	0,0	61,4	72,8	100,2	31,7	u
volkswirtschaftliche Gesamtkosten in Mrd.€/a	1.659	784	438	423	248	713	v
Mehrkosten zu 2019 in Mrd.€/a	1.458	584	237	223	47	513	w
CO₂-Preis pro Tonne aus den Mehrkosten zu 2019	1.326	531	371	315	99	583	x
Stromkosten ohne Steuern und Abgaben [€/kWh]	1,14	0,50	0,37	0,41	0,19	0,58	y
Import von Gas und Kraftstoffkosten (Mix) [€/kWh]	-	0,25	0,09	0,08	0,07	0,12	z

Tabelle 7-1 Volkswirtschaftliche Kosten

^A mit ggf. höherem Nutzen, Stichwort: Opportunitätskosten

Die gesamten Kosten für die Energieversorgung teilen sich in die Kosten für die Energieerzeugung in Deutschland und den Import von Energieträgern auf. Der Import bedient vorrangig die Sektoren *Wärme* und *Mobilität* (der untere Teil der Tabelle). Die Energieerzeugung in Deutschland (oberer Teil) versorgt primär den Sektor *Strom*, aber auch – je nach Szenario – teilweise oder vollständig die beiden anderen Sektoren.

Zeile *d* und *e* sind jährlich Kosten, die den Betrieb des Stromnetzes betreffen. In Zeile *d* geht es um die Netzkosten, die wir heute haben und die man über die Netzentgelte in der Stromrechnung ermitteln kann. Weiter kann man in Zeile *e* die Kosten angeben, die sich für die erhöhte Leistung im Netz gegenüber heute ergeben (siehe →9.11, Pos. 2).

Die Zeile *w* weist im Vergleich zu 2019 die jährlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten aus. Da für die 6 Szenarien eine etwa um 5% niedrigere Nutzenergie vorausgesetzt wurde, erwartet man bei S5 (da ähnlich wie 2019) eine leichte Einsparung. Dies wird aber durch die bis 2040 gestiegenen Importpreise überkompensiert.

Strom- und Kraftstoffkosten

Mithilfe der Zeilen *a* bis *c* der Tabelle 7-1 können die spezifischen Kosten für die Energieformen *Strom* und für *Kraftstoffe* abgeschätzt werden. Dabei ist allerdings kein direkter Vergleich mit den heute von den Kunden zu zahlenden Preisen möglich.

Zu beachten ist u.a.,

- dass die Kundenpreise Vermarktungskosten, Abgaben, Umlagen und Steuern enthalten,
- dass die *Stromkosten* nicht nur die Stromgestehungskosten sind, da sie Netzkosten enthalten,
- dass die angegebenen Kraftstoffkosten nur die Kosten der Importe entsprechen, also nicht die zum Teil in Deutschland aus VE hergestellten PtX-Produkte (die teurer sind),
- dass die Kosten, der in Deutschland hergestellten Kraftstoffe (bei S1 komplett), nur durch den Teil erfasst sind, der in den Stromkosten enthalten ist.

Allein die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten (Zeile *v*) repräsentieren die Unterschiede der Belastungen der Volkswirtschaft. Besondere Aussagekraft haben die Relationen der Mehrkosten (Zeile *w*).

Begrenzte Kostenbetrachtung

- In der Tabelle 7-1 sind die Kosten der Energieversorgung gelistet. Enthalten sind auch die Mehrkosten für neue Techniken, also Wärmepumpe statt Öl-/Gasheizung und E-Mobil statt PKW mit Verbrennungsmotor (Zeile *p*, *q*). Die Anschaffungs- bzw. Austauschkosten der neuen Technik sind höher und verschlechtern den Vergleich mit 2019 zusätzlich.
- Die Tabelle 7-1 bezieht sich auf eine Energieversorgung, die für normale Winter ausgelegt ist. Besonders kalte Winter würden mehr Energie, aber vor allem temporär höhere Leistung erfordern. Die dadurch verursachten Kosten für die Energieerzeugung und die Verteilung (Stromnetz) schlagen entsprechend zu Buche, wie Abb. 7-3 zeigt.
- Die erhöhten Kosten für die diskutierte CCS-Technik bei Kohlekraftwerken sind in der Tabelle nicht enthalten. Dabei ginge es nicht nur um die Kosten für den Energiemehrbedarf, sondern auch um die Kosten für den Transport (u.a. Bau und Unterhaltung einer CO₂-Pipeline-Infrastruktur) und die Verpressung des CO₂. CCS wird ausgeblendet, weil als nicht sinnvoll erachtet.

- Die CO₂-Abscheidung in der Industrie (CCS) wird in dieser Modellierung nicht berücksichtigt – weder bei dem zusätzlichen Energiebedarf noch bei den Kosten.^A
- Die Kosten im Bereich der Landwirtschaft sowie die übrigen Emissionen (Methan, Lachgas etc.), die 7 bis 10% ausmachen, sind in den Anstrengungen bei der Reduktion der s.g. Treibhausgase und damit auch in den Kosten nicht enthalten.
- Bei Einsatz der Wasserstofftechnik ist ein weitverzweigtes H₂-Netz erforderlich, ähnlich wie heute das Erdgasnetz. Zumindest in der Übergangszeit, in der Erdgas und H₂ Anwendung finden, sind beide Netze zu unterhalten. Der Strombedarf für den H₂-Transport im H₂-Netz ist erheblich.¹³ Bei relativ geringem Anteil des H₂ an den Energieträgern entstehen bei einer großflächigen Verteilung in Kombination mit geringen Transportmengen hohe spezifische Kosten. Ein H₂-Netz wird in den Kosten nicht berücksichtigt.
- In der öffentlichen Diskussion werden die Kosten der Energiewende häufig mit den Kosten für Klimafolgeschäden verglichen, wobei letztere als die schlechtere Alternative dargestellt werden. Die Differenz, welche den Kostenvorteil für die Energiewende aufzeigen soll, erweist sich jedoch als sinnlos, da die Subtraktion von Werten mit gewaltigen Unschärfen^B ein willkürliches Ergebnis ermöglicht. In Ermangelung einer validen Datenbasis werden die Kosten für Klimafolgeschäden bei der Gegenüberstellung der Kosten für die Energiewende und der fossilen Energieversorgung nicht berücksichtigt.

Die Kostenrechnung ist durch etliche nicht berücksichtigten Aspekte (siehe auch →3.4) als eher günstig einzustufen.

Kostenanteile

In Abb. 7-1 zeigt die Verhältnisse der absoluten und der relativen Kosten sowie der Mehrkosten mithilfe der Bezugslinie.

^A Betrachtet wurden nur die Implikationen der CO₂-Reduktion durch die Energiewirtschaft mit ihren Kunden.

^B Ein Beispiel einer Kostenkomponente in der Kostenabschätzung mehrerer Studien bei einer verhinderten Kernkraftwerksabschaltung: Die Schätzungen für die externen Kosten der Atomenergie zwischen 0,1 ct/kWh bis 320 ct/kWh zeigen eine extreme Bandbreite (Faktor 3000!) und eine hohe Unsicherheit. Zudem wird der Verlust ideeller Werte in Euro ausgedrückt und bedeutet beliebigen subjektiven Spielraum.

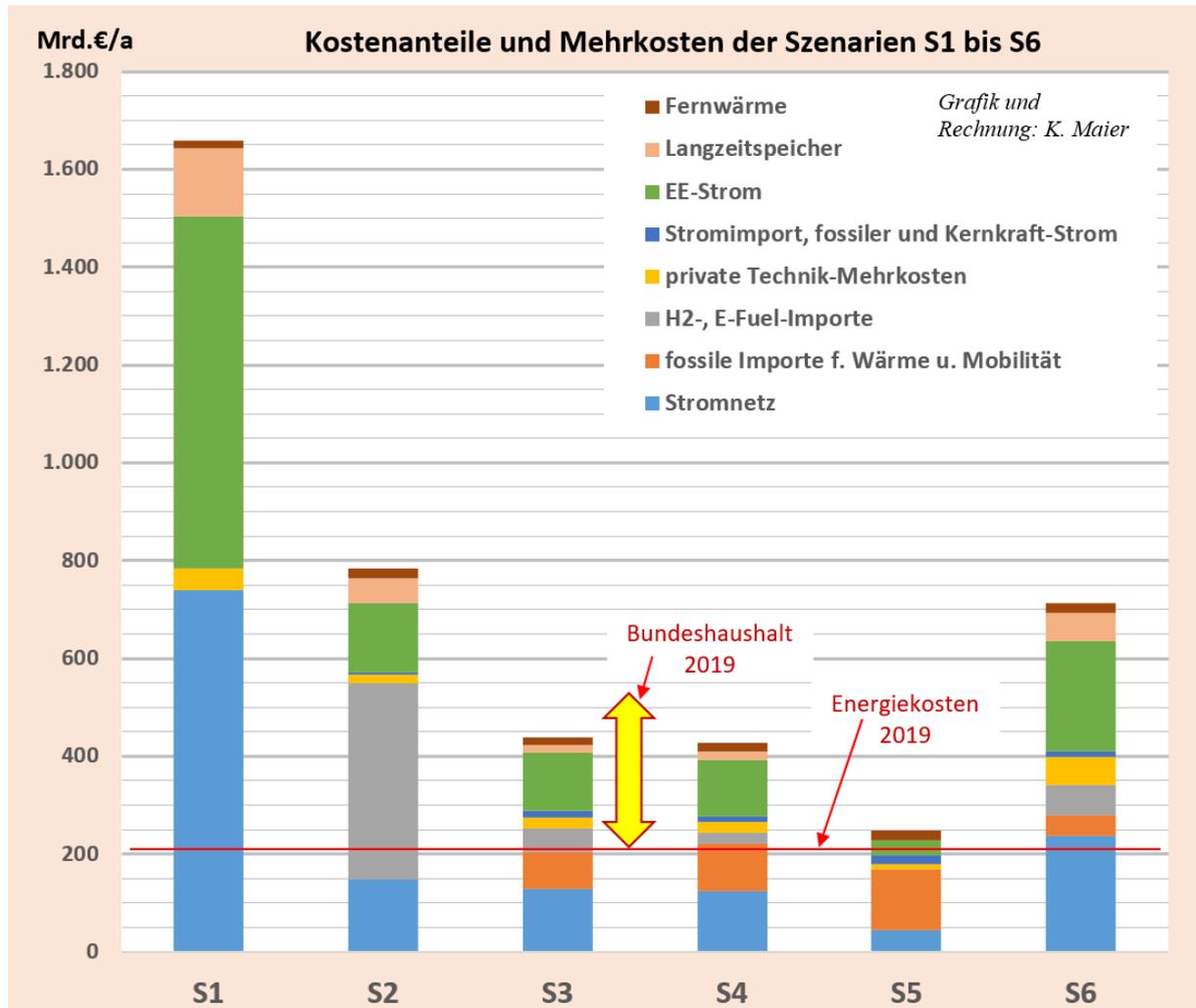


Abb. 7-1 Kostenanteile

Hinweis: in der Abb. 7-1 sind verschiedene Kosten zu einer Kostengruppe zusammengefasst worden, um die Grafik übersichtlicher zu halten. Die einzelnen Kostenpositionen können aus der Tabelle 7-1 mit dem genauen Betrag entnommen werden.

7.2 Die CO₂-Bepreisung

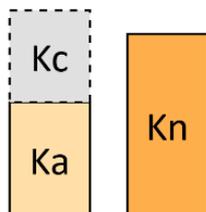


Abb. 7-2
CO₂-Bepreisung

Die nebenstehende Grafik zeigt die Verhältnisse von alten Kosten für Energie **Ka**, den neuen Kosten für Energie **Kn** und der CO₂-Bepreisung **Kc**.

Durch die Energiewende werden die Kosten für die Bereitstellung der Energie teurer (Kn).^A Das heißt, dass der Unternehmer oder der Privatkunde, der eine Entscheidung bezüglich der Wahl der Energiequelle hat, natürlich die kostengünstigere wählt (Ka). Dieses Grundprinzip würde der neuen Energievariante keine Chance lassen, wenn man nicht mit Verboten arbeiten will.

^A Das resultiert daraus, dass die EE einen erheblich höheren technischen Aufwand erfordern, um die gleiche Menge an Energie bereitstellen zu können.

Daher wird mit dem CO₂-Preis ein Kostenaufschlag erzeugt, der dazu führt, dass die neue Variante nun günstiger ist als die alte. Dabei ist natürlich nicht die neue günstiger geworden, sondern die alte teurer. Ist **Ka** plus **Kc** kleiner als **Kn**, hat der CO₂-Preis keine gewünschte Entscheidungswirkung.

Da die Umstellung auf die neuen Energien nach und nach erfolgt, wachsen die für die Energiekunden durchschnittlichen Kosten über die Jahre schrittweise an. Entsprechend hat man vor, die CO₂-Preise immer wieder anzupassen, um die Entscheidungswirkung zu erhalten. In Ergänzung werden Verbote (Öl-, Gasheizung) und Gebote (Wärmedämmung) genutzt.^A

Um die Kostenbelastung für die Unternehmen, wie auch die *Privaten Haushalte* zu reduzieren, verspricht man, die CO₂-Einnahmen teilweise an die Endkunden zurückzugeben. Idealerweise sollten nur sozial Schwache von der Rückerstattung profitieren. Aus praktischen Gründen ist dies jedoch nur schwerlich umzusetzen. Zu bedenken ist, dass die CO₂-Einnahmen, allein wegen der Verwaltungskosten der Umverteilung, nicht vollständig zurückgegeben werden können. Hinzu kommt, dass eingenommene Steuern – in Zeiten knapper Mittel – schnell Begehrlichkeiten wecken.

Die „Rückgabe der CO₂-Kosten“ klingt so, als ob man den Mehrpreis ersetzt bekäme und man Kostenneutralität erreichen würde. Das ist natürlich nicht so. Man kann lediglich die Mehrkosten zwischen den Energienutzern anders aufteilen und so die Finanzschwachen auf Kosten der Finanzstärkeren unterstützen – und, das alles noch unter Verlust der Umverteilungskosten (Verwaltung, Bürokratie). Volkswirtschaftlich sind die Mehrkosten in vollem Umfange aufzubringen. Diese Mittel gehen für andere Verwendungen (Opportunitätskosten) verloren.

Um die Wirkung der CO₂-Bepreisung zu erhalten, muss **Kc** am Ende mindestens den Mehrkosten der neuen Energieversorgung entsprechen. Daher werden diese Kosten auch als CO₂-Vermeidungskosten bezeichnet.

Der CO₂-Preis ist seit Anfang 2024 auf 45 €/Tonne CO₂ gestiegen. Geht man von rund 1.100 Mill. Tonnen CO₂ vor der Energiewende (Referenzjahr: 1990) aus, so kann man einen fiktiven CO₂-Preis ausrechnen, der sich ergibt, wenn man die Mehrkosten durch die eingesparten Emissionen teilt. Tabelle 7-1 zeigt in der Zeile *w* die so ermittelten Werte. Gemessen an dem aktuellen CO₂-Preis sind die zu erwartenden Belastungen der Bürger heute noch relativ gering. CO₂-Preise von mehreren hundert Euro erscheinen völlig unglaublich. Tatsächlich gibt es aber Untersuchungen, die die gleiche Größenordnung¹⁴ aufzeigen.

Damit wird deutlich, dass der heutige CO₂-Preis erst weniger als ein Zehntel der notwendigen Höhe für die Umstellung der Energieversorgung erreicht hat.

Da die Kostenbetrachtung von volkswirtschaftlichen Kosten ausgeht, sind die CO₂-Kosten innerhalb des Betrachtungsraums und, wie oben erläutert, in den volkswirtschaftlichen Kosten enthalten, unabhängig davon, wie hoch man sie festlegt.

Auch Subventionen (aus Steuergeld^B) für die Investoren in die Energiewende sind keine volkswirtschaftlichen Kosten, sie stellen vielmehr eine Umverteilung zwischen den verschiedenen Sektoren der Volkswirtschaft dar.

^A Allein aufgrund des Kostenvergleichs der jährlichen Kosten tauscht man keine Anlage aus, die ihre Nutzungszeit noch lange nicht erreicht hat. Außerdem gibt es ein natürliches Beharrungsverhalten der Menschen: Änderungen nur, wenn unbedingt nötig.

^B Steuergelder werden dem Privatsektor entzogen und sind nur dadurch zu rechtfertigen, dass der Staat notwendige, zumindest aber sinnvolle Projekte damit finanziert, die ohne den Staat nicht zustande kommen würden.

7.3 Bewertung

Die Kostenübersicht (Tabelle 7-1) und die Kostenanteile (Abb. 7-1) machen deutlich, wie viel teurer alle Szenarien sind, die eine Dekarbonisierung teilweise (S2, S3, S6) oder vollständig (S1 oder S2) umsetzen wollen. Allein das Szenario 5, das noch wesentlich auf fossile Energieträger setzt, kann erwartungsgemäß die volkswirtschaftlichen Kosten in der bestehenden Größenordnung halten.

Für alle 6 Szenarien wurden oben die Mengen an Energie und an technischen Einrichtungen bestimmt. Auf diesem Mengengerüst aufbauend konnte mit den Kostenparametern (→9.11) letztlich die Summe der Kosten (Tabelle 7-1) für S1 bis S6 berechnet werden. Es galt der Grundsatz, dass die Nutzenergie unverändert bleibt. D.h. es gibt für die Wirtschaft und die Menschen, also für alle Verbraucher von Energie, in der Szenarien-Zukunft keinen Mehrwert, welche zu signifikanten Effizienzverlusten der Volkswirtschaft führen würden.

Energiekosten stecken in allen Produkten vom Brot, über das Auto, bis zu Industrieanlagen (also auch in Anlagen für Erneuerbare Energien), bis hin zu Dienstleistungen. Für den Bürger bedeutet das, dass er sowohl für seine Energie (Strom, Benzin etc.) mehr bezahlt, als auch für die Produkte der Lebenshaltung und des Konsums.

Die Kosten für die Energieversorgung müssen erwirtschaftet werden. Das BIP^A spiegelt letztlich den Wohlstand der Gesellschaft wider. Um die Verhältnisse zu verdeutlichen, ist die Höhe des Bundeshaushalts 2019 (356 Mrd.€) in der Abb. 7-1 eingetragen. Damit kann man zeigen, dass S3 und S4 jeweils Mehrkosten in der Höhe des halben Bundeshaushalts verursachen. S6 benötigt für seine 80%-CO₂-Einsparung jährlich das 1,4-Fache des Bundeshaushalts (2019) zusätzlich. Die vollständige Dekarbonisierung im Energiebereich (S1, S2) benötigt deutlich mehr. S1 erfordert sogar das 4-Fache des ganzen Bundeshaushalts von 2019.

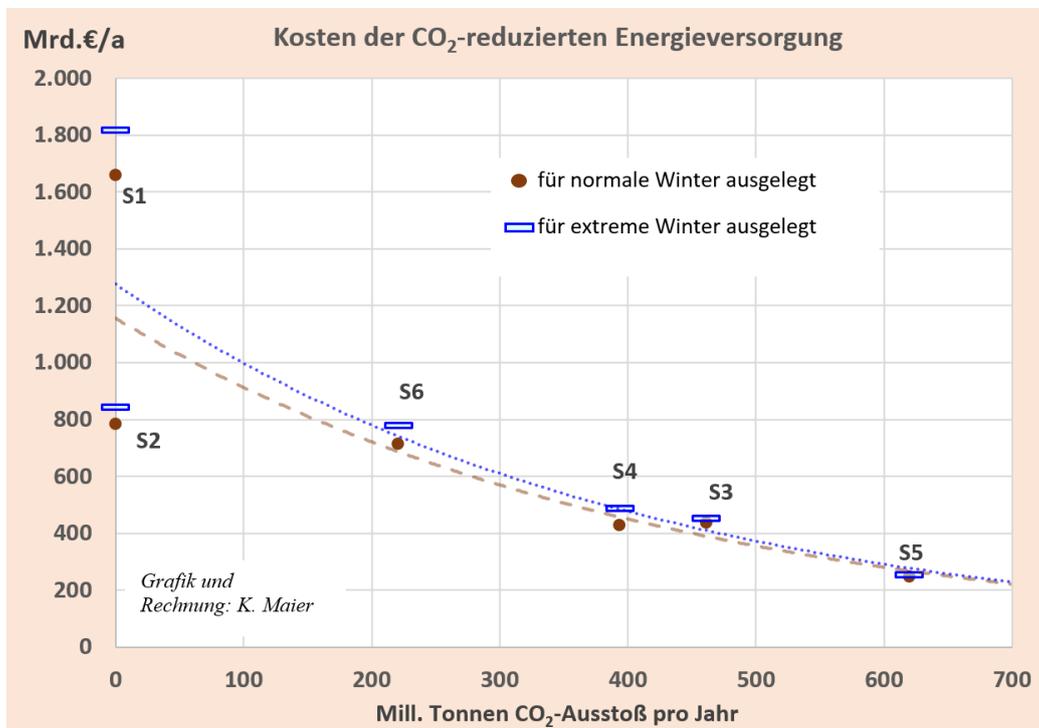


Abb. 7-3 Kosten der Energieversorgung

^A Das BIP (Bruttoinlandsprodukt) von 2019 betrug 3,9 Bill.€.

Hinweis zur exponentiellen Funktion: S1 und S2 sind beides extreme Konzepte. Wollte man die totale CO₂-Vermeidung unter Verwendung der Wasserstofftechnik erreichen, würde der Wasserstoff z.T. in Deutschland hergestellt und der Rest importiert werden. Insofern bewegt man sich bei den Kosten für null CO₂ zwischen S1 und S2.

Bringt man die Kosten der 6 Szenarien mit den verbliebenen CO₂-Emissionen in Relation, so zeigt die Abb. 7-3 den prinzipiell exponentiellen Zusammenhang. D.h. mit steigenden Einsparungsanstrengungen steigen die Kosten überproportional an.

Die Mehrkosten haben weitreichende Folgen

Wenn die Volkswirtschaft um z.B. 10% durch die Mehrkosten belastet wird, also die Produktionskosten steigen^A, bedeutet das für den Export, dass fast alle Produkte preisseitig nicht mehr konkurrenzfähig sind, also der Export wahrscheinlich um weit mehr als 10% einbricht. Die nötigen Importe, so auch der Wasserstoffimport, müssen dann von den stark geschrumpften Exporterlösen bezahlt werden, sodass für den Import von Konsumgütern weniger Devisen zur Verfügung stehen. Die Wirkung der Mehrkosten auf die Exportbilanz ist also wahrscheinlich überproportional.

Dienstleister und Geschäfte für Lebensmittel und Konsumprodukte sind mit weniger Kaufkraft ihrer Kunden konfrontiert. Auch sie haben unter diesen Auswirkungen zu leiden, obwohl sie nicht zu den energieintensiven Unternehmen gehören.

Weiter bedeutet die Erhöhung der Produktionskosten, dass verstärkt Unternehmen insolvent gehen oder das Land verlassen. *Die Folge sind steigende Arbeitslosigkeit, ein sinkendes BIP sowie reduzierte Steuereinnahmen bei gleichzeitig erhöhten Sozialausgaben.*

Die Wohlstandsspirale dreht sich so rapide nach unten.

Die erheblichen Mehrkosten der Energiewende haben weitreichendere Folgen, als vordergründig anzunehmen ist.

^A Bereits jetzt, wo wir weit weg von dieser Höhe sind, klagt die Wirtschaft über den Verlust der Konkurrenzfähigkeit.

8 Fazit

Die im Kapitel 5 qualitativ beschriebenen Konzepte sind in Kapitel 6 energietechnisch quantitativ verglichen und im Kapitel 7 einer ökonomischen Abschätzung unterzogen worden.

Hinweis: Obwohl die genannten Zahlen der Kenngrößen für 2040 nur eine abschätzende Genauigkeit haben können, sind damit trotzdem grundsätzliche Aussagen möglich, da sich die Szenarien mit ihren Kennwerten signifikant unterscheiden.

8.1 Szenarienbewertung

Diese Bewertung zeigt, dass die aktuell propagierten Szenarien, die die vollständige CO₂-Vermeidung im Energiesektor zum Ziel haben,

S1 (mit EE, H₂, autark) und S2 (mit EE, KE, H₂-Import)

nicht realisierbar sind. Sie scheitern am Ausmaß der nötigen Investitionen in die technischen Anlagen, nicht nur ökonomisch (Mehrkosten von 1.460 und 780 Mrd.€/a), sondern auch ökologisch wegen der fehlenden Akzeptanz für den 7- bzw. mehr als 30-fachen VE-Ausbau. Das Zwischenziel der Bundesregierung bis 2040 den CO₂-Ausstoß auf 150 Mill. t zu drücken und bis 2045 auf null zu bringen, ist mit diesen Konzepten aussichtslos.

10 bzw. 7 notwendige Kriterien für eine Realisierbarkeit werden nicht eingehalten.

Was sind die kennzeichnenden Unterschiede der 4 verbleibenden Szenarien?

Alle übrigen 4 Konzepte können CO₂ nicht vermeiden, sondern lediglich auf 230 bis 650 Mill. Tonnen reduzieren:^A

S3 (mit EE, Gas, Kohle, Öl, H₂)

schließt Kernenergie aus und setzt auch auf Wasserstofftechnologie. Dabei ist vor allem der Import an benötigter Endenergie in noch geringen Umfange (11% des Bedarfs), wie auch die heimische Erzeugung (5%) alles andere als gesichert. Wir sehen die technologische Reife und die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffwirtschaft bis über 2040 hinaus als Illusion. Es geht nicht ohne einen großen Anteil an bewährten fossilen Energieträgern. Die Reduktion auf 490 Mill. Tonnen CO₂ verursacht Mehrkosten von ca. 240 Mrd.€/a.

S4 (mit EE, Gas, Öl, KE)

setzt auf Kernenergie und die Brückentechnologie Erdgas, um Kohle komplett zu vermeiden. Betrachtet man die für Erdgas und H₂ notwendigen Investitionen und Betriebskosten in Kraftwerke, Infrastruktur und globale Logistik, ist dieser Weg über mehrere Dekaden ökonomisch nicht durchzuhalten. Fossile Kraftstoffe für den Mobilitätssektor bleiben unabdingbar. Trotz immer noch 410 Mill. Tonnen CO₂ entstehen nicht finanzierbare Mehrkosten von ca. 220 Mrd.€/a.

S5 (mit EE, KE, Fossil-Import)

setzt auf den breiten, verfügbaren Energiemix aus bestehenden Erneuerbaren, die Renaissance der Kernenergie, auf die bestehenden Kohle- und mäßig erweiterten Gaskraftwerke, sowie auf die Importe konventioneller Energieträger für Wärme und Mobilität. Diese könnten als Perspektive auf lange Sicht durch den massiven Ausbau der Kernenergie abgelöst werden. Die nicht ausgereifte Wasserstofftechnik bleibt zumindest bis 2040 außen vor. Ökonomisch bedeutet das keine Verschlechterung zu heute.

^A 2019 ca. 720 Mill. t ohne Landwirtschaft und sonstige Treibhausgasquellen.

S6 (80%-CO₂-Einsparung)

erreicht die ursprüngliche Zielsetzung von 80% CO₂-Einsparung durch radikale Reduktion von fossilen Energieträgern. Dies führt zu einem deutlich höheren VE-Ausbau als bei S3, S4, S5. Wasserstoff und E-Fuels werden aus Kostengründen nur zu einem Viertel des nötigen Bedarfs eingesetzt, sodass die Substitution über VE-Strom und einem Rest an fossilen Energieträgern erfolgen muss. Die gegenüber S3 und S4 erhöhte CO₂-Einsparung führt zu deutlich mehr Verletzungen von notwendigen Kriterien. Die Realisierbarkeit von S6 ist nicht zuletzt auch ökonomisch aussichtslos.

8.2 Generelle Hinweise

Alle Konzepte, bis auf S5, gehen davon aus, dass als gasförmiger Energieträger nur bzw. auch Wasserstoff verwendet werden soll. Dieser soll einerseits stofflich genutzt werden (Industrie), aber vor allem soll er Erdgas ersetzen. Es bestehen Argumente, statt Wasserstoff besser **Methan**^A zu verwenden, wenn man an dem Weg zur Dekarbonisierung unbedingt festhalten will. Dazu gibt es einige Überlegungen im Anhang, Kapitel →9.6.

Eine langfristige Zukunft ohne **Kernenergie** ist nicht vorstellbar – andere Länder stellen die Weichen entsprechend. An diesem Trend besteht kein Zweifel. Wenn auch ein erster, ambitionierter Schritt mit 100 TWh/a in unseren Szenarien gering ist, so ist nur durch eine massive Steigerung der Kernenergie in Form von Strom und Wärme (insbesondere neue Reaktortypen) ein langfristiger Ersatz der fossilen Energieträger (synthetisches Methan und andere Kraftstoffe) möglich. Die Voraussetzungen für eine Reaktivierung der Kernkraftwerke hat u.a. Frau Dr. Wendland überzeugend dargestellt.¹⁵

Das wohl schwerwiegendste Kriterium zur Beurteilung der Szenarien sind die **volkswirtschaftlichen Kosten**, die hier detailliert abgeschätzt wurden und die die Größenordnungen verdeutlichen, um die es geht. Die Kosten werden nicht nur durch die Erzeugungsanlagen für Strom, sondern auch durch die damit nötigen Einrichtungen (Kurzzeit- und PtGtP-Langzeitspeicher) sowie Infrastrukturen, den sogenannten Systemkosten, beeinflusst, die lange nicht thematisiert wurden. So wie man bis jetzt weiß, sind für die neue grüne Energietechnik erheblich mehr Rohstoffe¹⁶ nötig, die absehbar zu Knappheitseffekten führen werden und damit die Kosten über die heutigen Kalkulationen zusätzlich steigen lassen.

Es werden Investitionen in neue bzw. erweiterte **Infrastrukturen** nötig. Hierzu gehören: Stromnetzausbau, Ladesäulennetz, Wasserstoffnetz, Fernwärmenetz, Import-Anlagen für Wasserstoff, ggf. weitere, nur wenige Jahre genutzte LNG-Terminals etc. Falls CCS in großem Stile zum Einsatz kommen soll, dann ist auch ein Leitungsnetz, nebst möglichen Schiffstransporten, bis zum Verpressungsort nötig. Es ist also viel zu kurz gedacht, wenn man z.B. die H₂-Kosten aus dem Elektrolyseur benennt, ohne zu bedenken, was alles damit verbunden ist. So entstehen beispielsweise auch erhebliche zusätzliche Energieaufwendungen für die Wasseraufbereitung und den Transport von H₂ in Deutschland^B bis zum Endkunden.¹⁷ Ein nur auf Erneuerbare Energien und Wasserstoff basierendes Energieversorgungssystem ist weitaus komplexer und daher weit teurer, als die herkömmliche Lösung mit fossilen Energieträgern.¹⁸

^A Methan (CH₄) ist Hauptbestandteil von Erdgas. Es kann durch Methanisierung von Wasserstoff hergestellt werden ($\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 = \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$). Um CO₂-neutral zu sein, müsste dieses aus der Luft entnommen worden sein.

^B So hat eine Untersuchung ergeben (Endnote 17, Seite 61ff), dass der Transport von H₂ in Deutschland (nach der Anlandung) je nach Mengen bis zu 100 TWh an Strom benötigt, der zusätzlich zu erzeugen wäre und in der Modellierung nicht enthalten ist.

Weiter ist zu bedenken, dass für die 2040-er Szenarien, die Verfügbarkeit neuer Techniken in einem **großtechnischen Maßstab** nicht sicher vorhersehbar ist. Dies hängt nicht nur von den politischen Weichenstellungen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen, sondern auch von den technologischen Reifegraden (TRL) ab. Auf diese Entwicklungen hat der Markt, der sich am Mehrwert und der Ökonomie orientiert, wesentlichen Einfluss. So könnte es sein, dass zwar bis zum betrachteten Zeitpunkt H₂ und E-Fuels aus VE großtechnisch herstellbar sind, aber diese Energieträger sich in der globalisierten Welt, unter der Konkurrenz billigen Öls und Erdgases, nicht durchsetzen und damit dauerhaft teuer bleiben.

Schließlich müssen die **Umweltauswirkungen** in langfristige Entscheidungen einbezogen werden. Dabei geht es z.B. um den Verbrauch an Materialressourcen und die damit verbundenen Umweltschäden. Der globale Klimaschutz steht mit dem lokalen Umweltschutz sehr oft im Zielkonflikt. Ergänzend sei auf den Flächenverbrauch¹⁹ für den Bau der VE-Anlagen verwiesen, der bei vielen Szenarien weit über dem liegt, was realisierbar ist. Die Exnovation gigantischer Infrastrukturen, der gesamten Erdgas- und Ölindustrie, bei gleichzeitigem Aufbau von Ersatzlösungen verletzt den Nachhaltigkeitsgedanken in gravierendem Maße (→9.8).

CCS mit CO₂-Entnahme im Rauchgas mindert zwar den CO₂-Ausstoß bei der fossilen Stromerzeugung, erfordert aber erhebliche, zusätzliche Energien, die den VE-Ausbau erhöhen.

Die genannten Aspekte sprechen aus unserer Sicht unzweifelhaft gegen den Umstieg auf grüne Konzepte.

Schließlich sei an die eingangs erläuterte Problematik der Zielkonflikte erinnert – **Es gibt in der komplexen und ausgereiften Energieversorgung²⁰ keinen Vorteil umsonst.**

8.3 Resümee

Die Auswirkungen der Energiewende auf die Energiepreise, den Ausbau der VE und die volkswirtschaftlichen Belastungen sind, gemessen an dem, was für das Projektende zu erwarten ist, heute noch vergleichsweise gering. Trotzdem ist bereits derzeit ein steigender Widerstand von betroffenen Bürgern und Unternehmen festzustellen.

Die Abschätzung der jährlichen Kosten für die gesamte Energieversorgung verstärkt die Aussagen zu den Szenarien, indem die Kosten mit der CO₂-Reduktion überproportional steigen.

Wie die letzten Jahre gezeigt haben, werden durch den Druck der Aktivisten auf der Straße bis zum Urteil des Bundesverfassungsgerichts (2021), politische Entscheidungen erzwungen, die keine verunftbasierte Grundlage haben.^{21, 22}

Erst in ferner Zukunft kann man sich vorstellen, dass der konsequente Einsatz der Kernenergie (mit Hochtemperatur-Reaktoren) einen zunehmenden Verzicht auf fossile Energieträger möglich macht, insbesondere, wenn diese Rohstoffe zur Mangelware werden.^A

Die Szenarien lassen erahnen, welche Folgen ein Festhalten am Kurs der radikalen Dekarbonisierung auf die im globalen Wettbewerb stehenden energieintensiven Unternehmen zukommen werden.²³

2024 haben sich die G7-Staaten²⁴ auf einen Kohleausstieg bis Mitte der 2030er-Jahre geeinigt. Weiter ist ein Verbrenner-Verbot ab 2035 beschlossen. Es kann heute nicht prognostiziert werden, wie lange

^A Öl ist wohl der kritischste fossile Rohstoff. Aber auch dieser ist für mindestens weitere 100 Jahre gesichert. Erdgas und Kohle reichen weitaus länger. Daher besteht aus diesem Grund keine Not für einen überhasteten Ausstieg aus den fossilen Energieträgern.

die betroffenen Gesellschaften bereit sind, den beschlossenen Weg der Dekarbonisierung, angesichts der Wettbewerbsnachteile im Welthandel, unverändert durchzuhalten.

Zusammenfassend kann man sagen, dass nur mit dem Verzicht auf eine starke CO₂-Reduktion die Energieversorgung der Bevölkerung und der Wirtschaft mittelfristig bezahlbar und mit geringen Umweltbelastungen umsetzbar ist.

Daher ist es wichtig, das bestehende Energieversorgungssystem des Industrielandes Deutschland so weit wie möglich zu erhalten und wieder auf einen marktwirtschaftlichen Erfolgskurs zu setzen.

Dies benötigt Zeit, Zeit, die wir uns nehmen müssen und Zeit, die wir haben.

9 Anlage

9.1 Der Prozess der Modellierung

Der Prozess der Modellierung kann in einem Ablaufplan dargestellt werden.

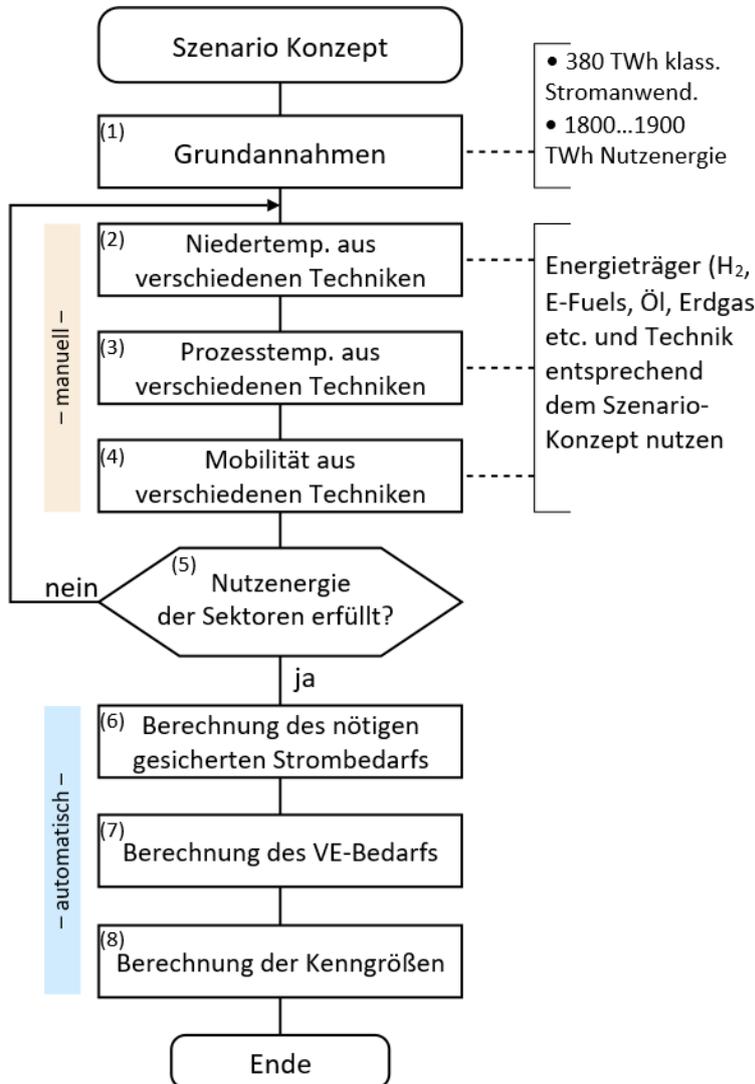


Abb. 9-1 Prozess der Modellierung

Jedem Szenario liegen bestimmte Energieversorgungskonzepte zugrunde. So kann auf fossile Energieträger ganz oder teilweise verzichtet werden. Alternativ können Energieträger importiert oder im Land selbst erzeugt werden (z.B. H₂ und E-Fuels). Zudem kann die Nutzenergie mit Strom oder mit Energieträgern am Ort des Verbrauchs erzeugt werden etc.

Es muss jedoch sichergestellt werden, dass die Zielvorgabe an Nutzenergie⁽¹⁾ über die Sektoren hinweg erreicht wird. Dazu wird **manuell** durch die Sektoren gegangen und festgelegt, mit welchen Energieträgern und welchen Techniken (z.B. Wärmepumpe) die jeweilige Nutzenergie^{(2), (3), (4)} entsprechend dem Konzept bereitgestellt werden soll.

Ist die Vorgabe für die Nutzenergie⁽⁵⁾ erfüllt, erfolgt die **automatische** Berechnung des gesicherten Strombedarfs⁽⁶⁾.

Daraus und aus dem Strombedarf für die inländische Erzeugung von H₂ und E-Fuels kann der Bedarf an VE⁽⁷⁾ sowie die Kapazität des Langzeitspeichers (LZS) bestimmt werden. Damit ist das Szenario definiert, sodass die Kenngrößen⁽⁸⁾ berechnet werden können.

9.2 Einsparung von Endenergie

Die europäische Energieeffizienz-Richtlinie wurde von der Bundesregierung im Energieeffizienzgesetz (EnEFG) umgesetzt. Darin wird verlangt, dass der Endenergieverbrauch zwischen 2008 und 2030 um 26% und bis 2045 um 45% sinken soll.²⁵

Dies gilt unabhängig davon, welche Art von Endenergie am Energiemix beteiligt ist. Auch sogenannte Grüne Energien fallen darunter. Es soll also nicht nur CO₂ eingespart werden, wie Prof. Sinn feststellt.²⁶

Sofern die intendierte Reduktion des Endenergieverbrauchs durch Effizienzsteigerungen nicht in der Lage ist, den Nutzenergiebedarf zu erhalten, würde dies eine Verringerung der Güterproduktion nach sich ziehen, was wiederum eine Senkung des Wohlstands zur Folge hätte.

Mit vorteilhaften Energie-Wandlungstechniken kann vergleichsweise viel Nutzenergie aus der Endenergie gewonnen werden. Oder umgekehrt: bei konstanter Nutzenergie kann man unterschiedlich viel Endenergie einsparen.

Hinweis: Die Studie und die Definition der Szenarien haben nicht das Ziel Endenergie zu reduzieren.

Wenn wir in den 6 Szenarien die Nutzenergie von heute erhalten, also nicht reduzieren, so bedeutet das durch die Wahl der Technologien, dass auch die Endenergien bezogen auf 2019 deutlich zurückgehen, wenn auch nicht um 45%. Die Tabelle 9-1 zeigt die Ergebnisse.

Szenario	Endenergie	Nutzenergie	Einsparung*
S1	2.627	1.854	4%
S2	2.300	1.850	16%
S3	2.261	1.863	18%
S4	2.392	1.863	13%
S5	2.433	1.860	11%
S6	2.041	1.848	26%
2019	2.746	1.964	0%

Tabelle 9-1 Einsparung von Endenergie

Die Einsparungen der Endenergie^A in den 6 Szenarien bedeuten keine Einschränkung für den Nutzer, da die Nutzenergie konstant gehalten wird.

Anmerkung: Die Kostenkonsequenzen, die vor allem für erweiterte Infrastrukturen und allseitige Investitionen auf der Endnutzerseite entstehen, sind in dieser Aussage nicht erkennbar.

9.3 Werte der Szenarien

In der Ergebnistabelle (Abb. 6-1) sind nur die wichtigsten Werte der Szenarien-Rechnungen enthalten. Mehr Details können aus den nachfolgenden Tabellen entnommen werden.

Hinweise: Den unten angegebenen Werten könnte man eine hohe Genauigkeit unterstellen. Das ist natürlich nicht so. Sie resultieren aus einem Rechenmodell, das die komplexen Zusammenhänge vereinfachend abbildet. Dies betrifft insbesondere die Schwankungen der VE über den Tag und das Jahr, die durch konventionelle Kraftwerke bzw. den Stromspeichern im Netz auszugleichen sind. Da geht es einerseits um Mittelwerte, aber auch um Spitzenwerte, die für die erforderliche, zu installierende Leistung benötigt werden. Trotz alledem ist die Genauigkeit ausreichend für eine Bewertung der Szenarien. Die Werte eignen sich aber gut, um Vergleiche zwischen den Szenarien anzustellen und damit die Wirkung einer Konzeptänderung aufzuzeigen.

^A Die oben genannten 45 % beziehen sich auf das Jahr 2008. Zwischen 2008 und 2019 ist jedoch bereits eine Reduktion von rund 8 % eingetreten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Abnahme in den vergangenen 20 Jahren mit Schwankungen von plus/minus 3 % zum Mittelwert durch wirtschaftliche und andere Effekte gekennzeichnet war.

9.3.1 Szenario 1

A	B	C	D	E	F
Zukunftsszenario: S1 2040: EE, H2, autark					
	Endenergie [TWh]	Wirk. Grad	daraus Nutzenergie 2019 [TWh]	resultierende Nutzenergie [TWh/a]	gesicherte Stromerzeugung [TWh/a]
1 Energieanwendungen 2019					
2 Stromerzeugung (auch z.T. für Wärme, Mobilität)	550	0,95	523		
3 davon	441	0,9	397	380	422
4 Wärme	1.330		1194	1050	385
5 Niedertemperatur	765		670	535	150
6 Fernwärme	100	0,93	93	185	61
7 Gas-, Ölheizungen	580	0,85	493	0	0
8 über Solarthermie	10	1	10	80	4
9 feste Biomasse (Holz, etc.)	70	0,8	56	20	2
10 über Wärmepumpe (und Strom direkt)	5	3,5	18	250	83
11 Prozesswärme (Industrie, Gewerbe)	565		524	515	235
12 Strom direkt	35	1	35	80	80
13 Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	100	0,85	85	230	85
14 sonstige Industrierwärme	85	0,9	77	105	36
15 Gasfeuerungen	345	0,95	328	100	34
16 Mobilität, mechanische Energie	975		373	424	175
17 Strom mit Oberleitung für Bahn, Busse	12	0,9	11	25	28
18 Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)	620	0,3	186	130	0
19 Luftfahrt (Kerosin)	110	0,7	77	100	0
20 Elektromobilität mit Batt.	13	0,85	11	90	115
21 sonstige mechanische Energie (Kraftstoff, 20% Strom)	220	0,4	88	79	32
22 Zusammen	2.746		1.964	1.854	

Genutzte Energiequellen und Techniken

aus Industrieabwärme; aus WP; aus Biomasse;
Solarthermie; aus Biomasse;
Haus-WP;
Strom direkt;
Strom direkt; H2 aus DE;
H2 aus DE;
H2 aus DE;
Strom direkt;
E-Fuels aus DE; H2 aus DE;
E-Fuels aus DE; H2 aus DE;
Strom direkt;
Strom direkt; E-Fuels aus DE; H2 aus DE;

A		B		
Ergebnisse von S1 2040: EE, H2, autark		Fall: Durchschnittswinter		
Energiequellen		Kennwerte		
1 Energie-träger	Endenergie Kohle (für Strom) [TWh/a] 0	Bedarf an gesicherter Stromversorgung [TWh/a]	1.421	
2	Endenergie Erdgas (für Strom) [TWh/a] 0	VE-Ausbaufaktor (Vielfache der VE von 2019)	33,8	
3	Endenergie Kohle, Gas aus DE (für Strom) [TWh/a] 0	CO ₂ -Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]	0	
4	Endenergie Import Erdgas [TWh/a] 0	Langzeit-speicher	PtGtP-Speicherbedarf (netto) [TWh]	54,0
5	Endenergie genutztes deutsches Fracking-Erdgas [TWh/a] 0		Verluste im PtGtP-Speicher [TWh/a]	956
6	Import Erdgas für Wärme [TWh/a] 0	Leistungen	Einspeiseleistung des PtH2tP Speichers [GW]	379
7	Import Heizöl und Diesel etc. für Wärme, Mobil. [TWh/a] 0		Anzahl H2-Gas-KW, je 300 MW	1.262
8	Endenergie H2 plus E-Fuels aus DE [TWh/a] 1.207	verfügbare Nutzenergien	Installierte Leistung Kohle-KW [GW]	0
9	dafür H2-Herstellung in DE [Mill. t/a] 40,9		Installierte Gaskraftwerk-Leistung [GW]	0
10	Endenergie-Import H2 und E-Fuels [TWh/a] 0		Installierte Kernkraftleistung [GW]	0
11	Energie-Importanteil 0%		Peak-Leistung f. E-Mobil. u. Wärmepumpen [GW]	21
12	Strom für H2 und PtX in DE [TWh/a] 2.923		erzeugte Leistungsspitze von VE + KWsm [GW]	1.642
13	Netto-Strom benötigter Strom aus VE [TWh/a] 4.791		notwenige Anzahl aller Gas-KW (inkl. PtGtP)	1.262
14	Strom aus Kohle [TWh/a] 0		Grundlaststrom [TWh/a]	70
15	Strom aus Erdgas [TWh/a] 0		originäre Stromanwendungen [TWh/a]	380
16	Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a] 70		Niedertemperatur [TWh/a]	535
17	Stromimport [TWh/a] 0		Prozesswärme (Industrie, Gewerbe) [TWh/a]	515
18	Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a] 0		Mobilität, mechanische Energie [TWh/a]	424
19	Berechnung: K. Maier Endenergie [TWh/a] 2.627		Summe Nutzenergie [TWh/a]	1.854

9.3.2 Szenario 2

A	B	C	D	E	F
Zukunftsszenario: S2 2040: EE, KE, H2-Import					
	Endenergie [TWh]	Wirk. Grad	daraus Nutzenergie 2019 [TWh]	resultierende Nutzenergie [TWh/a]	gesicherte Stromerzeugung [TWh/a]
1 Energieanwendungen 2019					
2 Stromerzeugung (auch z.T. für Wärme, Mobilität)	550	0,95	523		
3 davon	441	0,9	397	380	422
4 Wärme	1.330		1194	1045	200
5 Niedertemperatur	765		670	545	94
6 Fernwärme	100	0,93	93	205	33
7 Gas-, Ölheizungen	580	0,85	493	100	11
8 über Solarthermie	10	1	10	70	4
9 feste Biomasse (Holz, etc.)	70	0,8	56	40	3
10 über Wärmepumpe (und Strom direkt)	5	3,5	18	130	43
11 Prozesswärme (Industrie, Gewerbe)	565		524	500	106
12 Strom direkt	35	1	35	50	50
13 Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	100	0,85	85	80	17
14 sonstige Industrierwärme	85	0,9	77	60	5
15 Gasfeuerungen	345	0,95	328	310	34
16 Mobilität, mechanische Energie	975		373	425	124
17 Strom mit Oberleitung für Bahn, Busse	12	0,9	11	25	28
18 Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)	620	0,3	186	180	11
19 Luftfahrt (Kerosin)	110	0,7	77	100	5
20 Elektromobilität mit Batt.	13	0,85	11	30	38
21 sonstige mechanische Energie (Kraftstoff, 20% Strom)	220	0,4	88	90	41
22 Zusammen	2.746		1.964	1.850	

Genutzte Energiequellen und Techniken

aus Industrieabwärme; aus WP; aus KK; aus Biomasse;
H2-Import;
Solarthermie;
aus Biomasse;
Haus-WP;
Strom direkt;
Strom direkt; H2-Import; E-Fuels Import;
H2-Import; E-Fuels Import;
H2-Import;
Strom direkt;
H2-Import; E-Fuels Import;
E-Fuels Import;
Strom direkt;
Strom direkt; E-Fuels Import;

Energiewende-Szenarien in Deutschland um 2040 V1.1

Ergebnisse von S2 2040: EE, KE, H2-Import Fall: Durchschnittswinter			
Energiequellen		Kennwerte	
1	Energie-träger Endenergie Kohle (für Strom) [TWh/a]	0	
2	Endenergie Erdgas (für Strom) [TWh/a]	0	
3	Endenergie Kohle, Gas aus DE (für Strom) [TWh/a]	0	
4	Endenergie Import Erdgas [TWh/a]	0	
5	Endenergie genutztes deutsches Fracking-Erdgas [TWh/a]	0	
6	Import Erdgas für Wärme [TWh/a]	0	
7	Import Heizöl und Diesel etc. für Wärme, Mobil. [TWh/a]	0	
8	Endenergie H2 plus E-Fuels aus DE [TWh/a]	0	
9	dafür H2-Herstellung in DE [Mill. t/a]	0,0	
10	Endenergie-Import H2 und E-Fuels [TWh/a]	1.575	
11	Energie-Importanteil	63%	
12	Strom für H2 und PtX in DE [TWh/a]	0	
13	Netto-Strom benötigter Strom aus VE [TWh/a]	924	
14	Strom aus Kohle [TWh/a]	0	
15	Strom aus Erdgas [TWh/a]	0	
16	Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a]	70	
17	Stromimport [TWh/a]	20	
18	Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a]	100	
19	Endenergie [TWh/a]	2.300	
		Bedarf an gesicherter Stromversorgung [TWh/a]	726
		VE-Ausbaufaktor (Vielfache der VE von 2019)	6,5
		CO₂-Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]	0
		Langzeit-speicher PtGtP-Speicherbedarf (netto) [TWh]	41,8
		Verluste im PtGtP-Speicher [TWh/a]	348
		Einspeiseleistung des PtH2tP Speichers [GW]	137
		Anzahl H2-Gas-KW, je 300 MW	456
		Leistungen Installierte Leistung Kohle-KWs [GW]	0
		Installierte Gaskraftwerk-Leistung [GW]	0
		Installierte Kernkraftleistung [GW]	13
		Peak-Leistung f. E-Mobil. u. Wärmepumpen [GW]	13
		erzeugte Leistungsspitze von VE + KWsmin [GW]	329
		notwenige Anzahl aller Gas-KWs (inkl. PtGtP)	456
		Grundlaststrom [TWh/a]	150
		verfügbare Nutzenergien originäre Stromanwendungen [TWh/a]	380
		Niedertemperatur [TWh/a]	545
		Prozesswärme (Industrie, Gewerbe) [TWh/a]	500
		Mobilität, mechanische Energie [TWh/a]	425
		Summe Nutzenergie [TWh/a]	1.850

Berechnung: K. Maier

9.3.3 Szenario 3

Zukunftszenario: S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2						
A	B	C	D	E	F	
	Endenergie [TWh]	Wirk. Grad	daraus Nutzenergie 2019 [TWh]	resultierende Nutzenergie [TWh/a]	gesicherte Stromerzeugung [TWh/a]	
1	Energieanwendungen 2019					
2	550	0,95	523			
3	441	0,9	397	380	422	
4	1.330		1194	1075	183	Genutzte Energiequellen und Techniken
5	765		670	565	23	
6	100	0,93	93	95	-20	aus Industrieabwärme; aus WP; aus Biomasse; aus KWK;
7	580	0,85	493	220	12	H2-Import; E-Fuels Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
8	10	1	10	150	8	Solarthermie;
9	70	0,8	56	40	3	aus Biomasse;
10	5	3,5	18	60	20	Haus-WP;
11	565		524	510	160	
12	35	1	35	80	80	Strom direkt;
13	100	0,85	85	80	56	Strom direkt; H2-Import; H2 aus DE;
14	85	0,9	77	70	7	H2-Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
15	345	0,95	328	280	18	H2-Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
16	975		373	408	164	
17	12	0,9	11	20	22	Strom direkt;
18	620	0,3	186	145	7	H2-Import; E-Fuels Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
19	110	0,7	77	95	5	foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
20	13	0,85	11	60	77	Strom direkt;
21	220	0,4	88	88	54	Strom direkt; H2-Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
22	Zusammen 2.746		1.964	1.863		

Ergebnisse von S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2 Fall: Durchschnittswinter			
Energiequellen		Kennwerte	
1	Energie-träger Endenergie Kohle (für Strom) [TWh/a]	417	
2	Endenergie Erdgas (für Strom) [TWh/a]	370	
3	Endenergie Kohle, Gas aus DE (für Strom) [TWh/a]	208	
4	Endenergie Import Erdgas [TWh/a]	876	
5	Endenergie genutztes deutsches Fracking-Erdgas [TWh/a]	0	
6	Import Erdgas für Wärme [TWh/a]	478	
7	Import Heizöl und Diesel etc. für Wärme, Mobil. [TWh/a]	682	
8	Endenergie H2 plus E-Fuels aus DE [TWh/a]	103	
9	dafür H2-Herstellung in DE [Mill. t/a]	2,8	
10	Endenergie-Import H2 und E-Fuels [TWh/a]	206	
11	Energie-Importanteil	61%	
12	Strom für H2 und PtX in DE [TWh/a]	283	
13	Netto-Strom benötigter Strom aus VE [TWh/a]	784	
14	Strom aus Kohle [TWh/a]	150	
15	Strom aus Erdgas [TWh/a]	100	
16	Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a]	70	
17	Stromimport [TWh/a]	20	
18	Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a]	0	
19	Endenergie [TWh/a]	2.261	
		Bedarf an gesicherter Stromversorgung [TWh/a]	792
		VE-Ausbaufaktor (Vielfache der VE von 2019)	5,5
		CO₂-Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]	492
		Langzeit-speicher PtGtP-Speicherbedarf (netto) [TWh]	2,1
		Verluste im PtGtP-Speicher [TWh/a]	51
		Einspeiseleistung des PtH2tP Speichers [GW]	39
		Anzahl H2-Gas-KW, je 300 MW	130
		Leistungen Installierte Leistung Kohle-KWs [GW]	29
		Installierte Gaskraftwerk-Leistung [GW]	26
		Installierte Kernkraftleistung [GW]	0
		Peak-Leistung f. E-Mobil. u. Wärmepumpen [GW]	5
		erzeugte Leistungsspitze von VE + KWsmin [GW]	282
		notwenige Anzahl aller Gas-KWs (inkl. PtGtP)	215
		Grundlaststrom [TWh/a]	300
		verfügbare Nutzenergien originäre Stromanwendungen [TWh/a]	380
		Niedertemperatur [TWh/a]	565
		Prozesswärme (Industrie, Gewerbe) [TWh/a]	510
		Mobilität, mechanische Energie [TWh/a]	408
		Summe Nutzenergie [TWh/a]	1.863

Berechnung: K. Maier

9.3.4 Szenario 4

Zukunftsszenario: S4 2040: EE, Gas, Öl, KE					
A	B	C	D	E	F
	Endenergie [TWh]	Wirk. Grad	daraus Nutzenergie 2019 [TWh]	resultierende Nutzenergie [TWh/a]	gesicherte Stromerzeugung [TWh/a]
1	Energieanwendungen 2019				
2	Stromerzeugung (auch z.T. für Wärme, Mobilität)	550	0,95	523	
3	davon	441	0,9	397	422
4	Wärme	1.330		1194	1068
5	Niedertemperatur	765		670	560
6	Fernwärme	100	0,93	93	140
7	Gas-, Ölheizungen	580	0,85	493	230
8	über Solarthermie	10	1	10	40
9	feste Biomasse (Holz, etc.)	70	0,8	56	20
10	über Wärmepumpe (und Strom direkt)	5	3,5	18	130
11	Prozesswärme (Industrie, Gewerbe)	565		524	508
12	Strom direkt	35	1	35	10
13	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	100	0,85	85	87
14	sonstige Industrierwärme	85	0,9	77	81
15	Gasfeuerungen	345	0,95	328	330
16	Mobilität, mechanische Energie	975		373	415
17	Strom mit Oberleitung für Bahn, Busse	12	0,9	11	40
18	Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)	620	0,3	186	170
19	Luftfahrt (Kerosin)	110	0,7	77	90
20	Elektromobilität mit Batt.	13	0,85	11	40
21	sonstige mechanische Energie (Kraftstoff, 20% Strom)	220	0,4	88	75
22	Zusammen	2.746		1.964	1.863

Genutzte Energiequellen und Techniken

aus Industrieabwärme; aus WP; aus KK; aus Biomasse; aus KWK;
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
Solarthermie;
aus Biomasse;
Strom direkt; Haus-WP;
Strom direkt;
Strom direkt; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
H2-Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
Strom direkt;
E-Fuels aus DE; H2-Import; E-Fuels Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
E-Fuels aus DE; H2-Import; E-Fuels Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;
Strom direkt;
Strom direkt; E-Fuels aus DE; H2-Import; E-Fuels Import; foss. Kraftstoff/Erdgas Import; H2 aus DE;

Ergebnisse von S4 2040: EE, Gas, Öl, KE		Fall: Durchschnittswinter	
Energiequellen		Kennwerte	
1	Endenergie Kohle (für Strom) [TWh/a]	0	Bedarf an gesicherter Stromversorgung [TWh/a]
2	Endenergie Erdgas (für Strom) [TWh/a]	370	VE-Ausbaufaktor (Vielfache der VE von 2019)
3	Endenergie Kohle, Gas aus DE (für Strom) [TWh/a]	0	CO ₂ -Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]
4	Endenergie Import Erdgas [TWh/a]	1.033	Langzeit-speicher
5	Endenergie genutztes deutsches Fracking-Erdgas [TWh/a]	0	PtGtP-Speicherbedarf (netto) [TWh]
6	Import Erdgas für Wärme [TWh/a]	681	Verluste im PtGtP-Speicher [TWh/a]
7	Import Heizöl und Diesel etc. für Wärme, Mobil. [TWh/a]	809	Einspeiseleistung des PtH2tP Speichers [GW]
8	Endenergie H2 plus E-Fuels aus DE [TWh/a]	110	Anzahl H2-Gas-KW, je 300 MW
9	dafür H2-Herstellung in DE [Mill. t/a]	3,5	Leistungen
10	Endenergie-Import H2 und E-Fuels [TWh/a]	95	Installierte Leistung Kohle-KWs [GW]
11	Energie-Importanteil	68%	Installierte Gaskraftwerk-Leistung [GW]
12	Strom für H2 und PtX in DE [TWh/a]	284	Installierte Kernkraftleistung [GW]
13	benötigter Strom aus VE [TWh/a]	765	Peak-Leistung f. E-Mobil. u. Wärmepumpen [GW]
14	Strom aus Kohle [TWh/a]	0	erzeugte Leistungsspitze von VE + KWsmin [GW]
15	Strom aus Erdgas [TWh/a]	100	notwendige Anzahl aller Gas-KWs (inkl. PtGtP)
16	Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a]	70	Grundlaststrom [TWh/a]
17	Stromimport [TWh/a]	20	verfügbare Nutzenergien
18	Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a]	100	originäre Stromanwendungen [TWh/a]
19	Berechnung: K. Maier	2.392	Niedertemperatur [TWh/a]
	Endenergie [TWh/a]	2.392	Prozesswärme (Industrie, Gewerbe) [TWh/a]
			Mobilität, mechanische Energie [TWh/a]
			Summe Nutzenergie [TWh/a]

9.3.5 Szenario 5

Zukunftsszenario: S5 2040: EE, KE, Fossil-Import					
A	B	C	D	E	F
	Endenergie [TWh]	Wirk. Grad	daraus Nutzenergie 2019 [TWh]	resultierende Nutzenergie [TWh/a]	gesicherte Stromerzeugung [TWh/a]
1	Energieanwendungen 2019				
2	Stromerzeugung (auch z.T. für Wärme, Mobilität)	550	0,95	523	
3	davon	441	0,9	397	422
4	Wärme	1.330		1194	1075
5	Niedertemperatur	765		670	565
6	Fernwärme	100	0,93	93	120
7	Gas-, Ölheizungen	580	0,85	493	320
8	über Solarthermie	10	1	10	40
9	feste Biomasse (Holz, etc.)	70	0,8	56	40
10	über Wärmepumpe (und Strom direkt)	5	3,5	18	45
11	Prozesswärme (Industrie, Gewerbe)	565		524	510
12	Strom direkt	35	1	35	45
13	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	100	0,85	85	28
14	sonstige Industrierwärme	85	0,9	77	4
15	Gasfeuerungen	345	0,95	328	310
16	Mobilität, mechanische Energie	975		373	405
17	Strom mit Oberleitung für Bahn, Busse	12	0,9	11	15
18	Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)	620	0,3	186	185
19	Luftfahrt (Kerosin)	110	0,7	77	90
20	Elektromobilität mit Batt.	13	0,85	11	30
21	sonstige mechanische Energie (Kraftstoff, 20% Strom)	220	0,4	88	85
22	Zusammen	2.746		1.964	1.860

Genutzte Energiequellen und Techniken

aus Industrieabwärme; aus WP; aus KK; aus Biomasse; aus KWK;
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
Solarthermie;
aus Biomasse;
Strom direkt; Haus-WP;
Strom direkt;
Strom direkt; foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
Strom direkt; Haus-WP;
Strom direkt;
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;
Strom direkt;
Strom direkt; foss. Kraftstoff/Erdgas Import;

A		B	
Ergebnisse		von S5 2040: EE,KE, Fossil-Import	
Energiequellen		Fall: Durchschnittswinter	
1	Energie-träger	Endenergie Kohle (für Strom) [TWh/a]	417
2		Endenergie Erdgas (für Strom) [TWh/a]	370
3		Endenergie Kohle, Gas aus DE (für Strom) [TWh/a]	208
4		Endenergie Import Erdgas [TWh/a]	1.112
5		Endenergie genutztes deutsches Fracking-Erdgas [TWh/a]	0
6		Import Erdgas für Wärme [TWh/a]	726
7		Import Heizöl und Diesel etc. für Wärme, Mobil. [TWh/a]	1.113
8		Endenergie H2 plus E-Fuels aus DE [TWh/a]	0
9		dafür H2-Herstellung in DE [Mill. t/a]	0,0
10		Endenergie-Import H2 und E-Fuels [TWh/a]	0
11		Energie-Importanteil	82%
12		Strom für H2 und PtX in DE [TWh/a]	0
13	Netto-Strom	benötigter Strom aus VE [TWh/a]	195
14		Strom aus Kohle [TWh/a]	150
15		Strom aus Erdgas [TWh/a]	100
16		Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a]	70
17		Stromimport [TWh/a]	20
18		Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a]	100
19		Endenergie [TWh/a]	2.433
		Kennwerte	
		Bedarf an gesicherter Stromversorgung [TWh/a]	595
		VE-Ausbaufaktor (Vielfache der VE von 2019)	1,2
		CO ₂ -Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]	647
		Langzeit-speicher	
		PtGtP-Speicherbedarf (netto) [TWh]	0,0
		Verluste im PtGtP-Speicher [TWh/a]	0
		Einspeiseleistung des PtH2tP Speichers [GW]	0
		Anzahl H2-Gas-KW, je 300 MW	0
		Leistungen	
		Installierte Leistung Kohle-KW's [GW]	25
		Installierte Gaskraftwerk-Leistung [GW]	24
		Installierte Kernkraftleistung [GW]	13
		Peak-Leistung f. E-Mobil. u. Wärmepumpen [GW]	3
		erzeugte Leistungsspitze von VE + KWsmin [GW]	98
		notwenige Anzahl aller Gas-KW's (inkl. PtGtP)	79
		Grundlaststrom [TWh/a]	400
		verfügbare Nutzenergien	
		originäre Stromanwendungen [TWh/a]	380
		Niedertemperatur [TWh/a]	565
		Prozesswärme (Industrie, Gewerbe) [TWh/a]	510
		Mobilität, mechanische Energie [TWh/a]	405
		Summe Nutzenergie [TWh/a]	1.860
Berechnung: K. Maier			

9.3.6 Szenario 6

A	B	C	D	E	F	
Zukunftsszenario: S5 2040: EE,KE, Fossil-Import						
1	Energieanwendungen 2019	Endenergie [TWh]	Wirk. Grad	daraus Nutzenergie 2019 [TWh]	resultierende Nutzenergie [TWh/a]	gesicherte Stromerzeugung [TWh/a]
2	Stromerzeugung (auch z.T. für Wärme, Mobilität)	550	0,95	523		
3	davon	441	0,9	397	380	422
4	Wärme	1.330		1194	1075	95
5	Niedertemperatur	765		670	565	3
6	Fernwärme	100	0,93	93	120	-37
7	Gas-, Ölheizungen	580	0,85	493	320	16
8	über Solarthermie	10	1	10	40	2
9	feste Biomasse (Holz, etc.)	70	0,8	56	40	3
10	über Wärmepumpe (und Strom direkt)	5	3,5	18	45	18
11	Prozesswärme (Industrie, Gewerbe)	565		524	510	92
12	Strom direkt	35	1	35	45	45
13	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	100	0,85	85	85	28
14	sonstige Industrierwärme	85	0,9	77	70	4
15	Gasfeuerungen	345	0,95	328	310	16
16	Mobilität, mechanische Energie	975		373	405	98
17	Strom mit Oberleitung für Bahn, Busse	12	0,9	11	15	17
18	Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)	620	0,3	186	185	9
19	Luftfahrt (Kerosin)	110	0,7	77	90	5
20	Elektromobilität mit Batt.	13	0,85	11	30	38
21	sonstige mechanische Energie (Kraftstoff, 20% Strom)	220	0,4	88	85	29
22	Zusammen	2.746		1.964	1.860	

Genutzte Energiequellen und Techniken	
aus Industrieabwärme; aus WP; aus KK; aus Biomasse; aus KWK;	
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	
Solarthermie;	
aus Biomasse;	
Strom direkt; Haus-WP;	
Strom direkt;	
Strom direkt; foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	
Strom direkt;	
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	
Strom direkt;	
foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	
Strom direkt; foss. Kraftstoff/Erdgas Import;	

A		B	
Ergebnisse		von S5 2040: EE,KE, Fossil-Import	
Energiequellen		Fall: Durchschnittswinter	
1	Energie-träger	Endenergie Kohle (für Strom) [TWh/a]	417
2		Endenergie Erdgas (für Strom) [TWh/a]	370
3		Endenergie Kohle, Gas aus DE (für Strom) [TWh/a]	208
4		Endenergie Import Erdgas [TWh/a]	1.112
5		Endenergie genutztes deutsches Fracking-Erdgas [TWh/a]	0
6		Import Erdgas für Wärme [TWh/a]	726
7		Import Heizöl und Diesel etc. für Wärme, Mobil. [TWh/a]	1.113
8		Endenergie H2 plus E-Fuels aus DE [TWh/a]	0
9		dafür H2-Herstellung in DE [Mill. t/a]	0,0
10		Endenergie-Import H2 und E-Fuels [TWh/a]	0
11		Energie-Importanteil	82%
12		Strom für H2 und PtX in DE [TWh/a]	0
13	Netto-Strom	benötigter Strom aus VE [TWh/a]	195
14		Strom aus Kohle [TWh/a]	150
15		Strom aus Erdgas [TWh/a]	100
16		Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a]	70
17		Stromimport [TWh/a]	20
18		Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a]	100
19		Endenergie [TWh/a]	2.433
		Kennwerte	
		Bedarf an gesicherter Stromversorgung [TWh/a]	595
		VE-Ausbaufaktor (Vielfache der VE von 2019)	1,2
		CO ₂ -Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]	647
		Langzeit-speicher	
		PtGtP-Speicherbedarf (netto) [TWh]	0,0
		Verluste im PtGtP-Speicher [TWh/a]	0
		Einspeiseleistung des PtH2tP Speichers [GW]	0
		Anzahl H2-Gas-KW, je 300 MW	0
		Leistungen	
		Installierte Leistung Kohle-KW's [GW]	25
		Installierte Gaskraftwerk-Leistung [GW]	24
		Installierte Kernkraftleistung [GW]	13
		Peak-Leistung f. E-Mobil. u. Wärmepumpen [GW]	3
		erzeugte Leistungsspitze von VE + KWsmin [GW]	98
		notwenige Anzahl aller Gas-KW's (inkl. PtGtP)	79
		Grundlaststrom [TWh/a]	400
		verfügbare Nutzenergien	
		originäre Stromanwendungen [TWh/a]	380
		Niedertemperatur [TWh/a]	565
		Prozesswärme (Industrie, Gewerbe) [TWh/a]	510
		Mobilität, mechanische Energie [TWh/a]	405
		Summe Nutzenergie [TWh/a]	1.860
Berechnung: K. Maier			

9.4 Energiequellen, technische Trends und Limits

Die gerechneten Szenarien basieren auf der Annahme, dass ab 2026 eine neue Bundesregierung die Weichen in der Klima- und Energiepolitik neu stellen kann. Dabei wird unterstellt, dass der dann eingeschlagene Weg^A konsequent bis 2040 durchgehalten wird.

Im Rahmen des Spielraums vorstellbarer Szenarien sind für die Komponenten der Energieversorgung die denkbaren Möglichkeiten einzuschätzen. Dabei geht es folgend darum, quantitative Grenzen des Möglichen festzulegen.^B So kann ein Szenario, das gegen diese Werte geprüft wird, als *realisierbar* oder als *nicht realisierbar* eingestuft werden.

Die folgend genannten und begründeten Werte über zukünftige Möglichkeiten sind durchaus nicht als gesichert realisierbar anzunehmen, sondern sollten als oberste Grenze unter einer optimistischen Sicht verstanden werden.

9.4.1 Kernenergie

Es besteht zwar die Gefahr, dass der Ausstieg aus der Kernkraft auch nach 2026 Bestand hat, aber der Trend zum Wiedereinstieg ist aus technischer, ökologischer und ökonomischer Sicht unausweichlich. Die Szenarien nutzen sowohl Kernkraft, beleuchten aber auch den Verzicht auf Kernenergie.

Falls Kernkraft angenommen wird, gehen wir in 2040 von maximal **13 GW** (5 alte und 3-4 neue KKW) mit zusammen **100 TWh/a** aus. Sie sollen ausschließlich kostengünstigen Grundlaststrom liefern, stehen also für den Ausgleich der VE in den Szenarien nicht zur Verfügung.

Aber auch SMR (Small Modular Reactors) könnten bis 2040 in nennenswertem Umfang Einsatzfelder in Deutschland bekommen und einen Teil zu der o.g. Kernkraftleistung beitragen.

9.4.2 Kohlekraftwerke

Wenn 2040 Kohlekraftwerke immer noch einen wesentlichen Beitrag im Szenario leisten, unterstellen wir eine Obergrenze von **220 TWh/a** an erzeugter Elektroenergie, wenn die KWs fast kontinuierlich arbeiten.²⁷ Ein weiteres Limit ist die maximale installierte Leistung, die auf **30 GW** festgelegt wurde. Sie basiert auf der heute noch vorhandenen installierten Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke.

9.4.3 CCS (Carbon Capture and Storage)

Mit CCS wird CO₂ aus dem Rauchgas bei der Verbrennung fossiler Energieträger entzogen und im Untergrund dauerhaft gelagert.

^A in Richtung S1 bis S5

^B Dies erlaubt Szenarien so zu definieren, dass sie halbwegs im Rahmen der zukünftigen Realität liegen, oder aber aufzuzeigen, dass das vorgerechnete Szenario an dieser oder jener Stelle etwas voraussetzt, das für uns als unrealistisch, als zu optimistisch eingeschätzt wird.

Lage

CCS ist in Deutschland praktisch verboten:

„Das Gesetz enthält eine Höchstspeichermenge für Deutschland von vier Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr insgesamt und 1,3 Millionen Tonnen pro Jahr pro Speicher sowie eine Länderklausel, die einzelnen Bundesländern die Option zum generellen Verbot der CO₂-Speicherung auf ihrem Territorium ermöglichen soll.“^(Wikipedia)

Inwieweit die gesetzlichen Grundlagen für eine CCS-Technik in Deutschland und in welcher Zeit geschaffen werden könnten, ist angesichts der EU-Richtlinien völlig ungewiss. Insofern sind die Alternativ-Rechnungen mit CCS-Technik eher hypothetischer Natur.

Allerdings beginnt in der Bundesregierung ein Umdenken und aufweichen der bestehenden Gesetzeslage: Minister Habeck erlaubt die Speicherung von CO₂ und erklärte die Notwendigkeit der geplanten Gesetzesnovelle, weil z.B. bei der Herstellung von Zement und Kalk sowie bei der thermischen Abfallbehandlung nicht vermeidbares CO₂ entsteht.²⁸

Der Prozess

CCS²⁹ ist ein dreistufiger Prozess:

1. Extraktion des CO₂ aus dem Rauchgas
2. Transport zum Lagerort (die Entfernung kann kurz, aber in der Regel eher lang sein)
3. Verpressen im Untergrund (ggf. mit einem dauernden Monitoring)

Extraktion des CO₂

In diesem Papier wird nur eine Nachrüstung bestehender Kohlekraftwerke optional betrachtet. Hierfür muss das Rauchgas gereinigt werden (*Post-Combustion-Capture*).³⁰ Andere CO₂-Quellen, etwa Prozesse der Industrie, sind hier nicht Thema.^A Allerdings würde auch dort in vielen Fällen das gleiche Verfahren zur Anwendung kommen. Das Prinzip der *Aminwäsche* ist großtechnisch bekannt. Für neue Anlagen kommen andere Verfahren infrage.

Seit mehr als 20 Jahren wird an diesem Thema geforscht. Viele Pilotprojekte haben die Erwartungen nicht erfüllt, wie berichtet wird.³¹ Aber auch Großprojekte sind geplant.

Effizienz

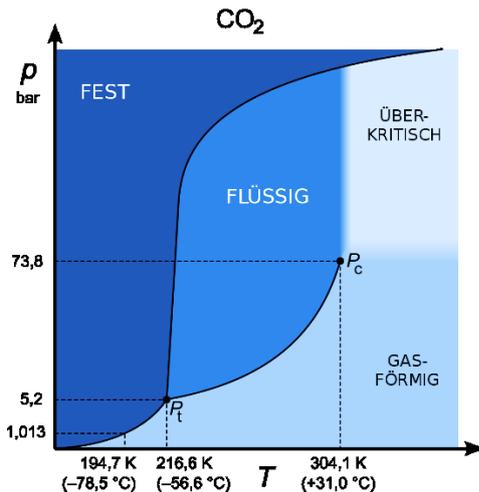
Das betrachtete CCS-Verfahren ist sehr energieintensiv. Der Kraftwerk-Wirkungsgrad geht um ca. 10%^{31, 32} zurück. Bei einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 40% reduziert sich dieser auf 30%, d.h. der Strom, der noch rechnerisch ins Netz gespeist werden kann, reduziert sich auf 75%. Da es für die Szenarien nicht angenommen wird, für den Stromverlust neue Kohlekraftwerke zu bauen, muss der Verlust aus einem erhöhten VE-Beitrag gedeckt werden. Dies hat den Folgeeffekt, dass auch der Langzeitspeicher eine höhere Kapazität haben muss.

^A Beispiel Zementproduktion: Die Flamme selbst ist nur für ein Drittel der Emissionen verantwortlich. Zwei Drittel der CO₂-Emissionen werden durch das Brennen des Kalksteins selbst entstehen. Diese Freisetzung ist unvermeidbar, weil sie dem Material immanent ist. Daher bleibt nur die Abscheidung des CO₂. Quelle: Welt+ vom 22.4.24 „Das zentrale Problem des grünen Zements“

Transport zum Lagerort

Es fallen in einem Kohlekraftwerk hohe Mengen an CO₂ an. Bei einer elektrischen Leistung von 1 GW geht es um knapp 700 Liter/s³² verflüssigtes Gas unter einem Druck von etwa 75 bar (bei Umgebungstemperatur kleiner 30°C). Dies würde unter der Annahme einer Fließgeschwindigkeit von 2 m/s einen Pipelineanschluss mit einem Rohrdurchmesser von ca. 70 cm erfordern. Ein weiteres Pipelinesystem für Deutschland für z.B. 30 GW aller Kohlekraftwerke übersteigt die technisch-ökonomischen Grenzen.

Es gibt aber eine ganze Reihe von Pipeline-Projektankündigungen, sowohl in Deutschland als auch in der EU.³³



Wie das nebenstehende Phasendiagramm zeigt, kann CO₂ auch mit weit niedrigeren Drücken als 70 bar flüssig gehalten werden. Dies erfordert aber Drücke von mindestens 7 bar bei -50°C.

Sowohl die Kompression als auch die Abkühlung und das Halten der niedrigen Temperatur erfordern zusätzlich zur Abscheidung Energie.

Hinzu kommt der Energiebedarf für den Transport und die Verpressung.

Die Verflüssigung³⁴ benötigt 0,12 kWh/kg CO₂.³⁵ Das bedeutet für 100 Mill. t, entsprechend einer ursprünglichen Kohlestrommenge von 147 TWh. Davon werden 12 TWh/a alleine für die Verflüssigung benötigt. Bei 0,2€/kWh sind das 2,4 Mrd. €/a nur für Strom zur Verflüssigung.

Bossel³² schätzt den Energiebedarf für den Transport und die Verpressung mit weiten 10 bis 30% Verlusten (je Transportart und Entfernung). Ggf. handelt es sich sogar um einen intermodalen Transport, d.h. Kraftwerk/Pipeline/Zwischenspeicher/Schiff/Deponie. Damit sinkt der Kraftwerk-Wirkungsgrad weiter von 30 auf 20%. Vom erzeugten Strom verbleiben netto dann nur noch 50%.

„Bei Pipelinelängen von mehr als 500 km dürften die Verluste umso höher ausfallen. Für Europa ist ein CO₂-Pipeline-Netz von 22.000–37.000 km Länge geplant. Legt man die Erfahrungen aus den USA zu Grunde, wäre bei einem 25.000 km langen Pipeline-Netz jedes Jahr mit sechs Leckagen zu rechnen.“^(Wikipedia)

Verpressen im Untergrund

Bietet sich als Deponie eine naheliegende Kaverne üblicher Größe an, so wäre diese in wenigen Tagen gefüllt (lt. Dr. Bossel). Die in Deutschland verfügbaren Kavernen werden aber bereits in der Erdgas-Infrastruktur benutzt und müssten später ggf. für H₂ für den Langzeitspeicher bereitgestellt werden, stehen also für CO₂ nicht zur Verfügung. Aktuell (Feb. 2024) plant die Bundesregierung CCS gesetzlich zu erlauben. Vorgesehen ist wohl (zunächst) die Lagerung in 800 m Tiefe im Nordseeboden.

Bossel diskutiert in aller Ausführlichkeit die Probleme der Lagerung, die hier nicht im Fokus stehen.

Der Aufwand, insbesondere bei einem Pipeline-Netz, verbietet es, dies nur als Übergangslösung oder Brückentechnologie zu propagieren.³⁶

Anmerkung: Die neueren Erkenntnisse zur konstanten Senkenwirkung der Ozean- und Landflächen zeigen die viel effektivere Lösung, indem der vorhandene Weg des CO₂ über die Atmosphäre in die natürlichen Senken genutzt wird, und das ohne Energieaufwand.

Parameter

Wenn man das Szenario CCS als nachgeschaltete Rauchgasreinigung einsetzt, wird von einem Energiebedarf von **42%**^{37,38} der brutto erzeugten Kohlekraftwerksleistung inkl. dem Energiebedarf für den Transport und die Verpressung in das CO₂-Lager ausgegangen. Da CCS zwar den CO₂-Ausstoß vermindert, aber nicht komplett vermeidet, wird eine **85% Reduktion**³⁹ angenommen.

CCS für die Industrie

Das heißt, dass eine Stromproduktion von 1 kWh mit 0,8 kg CO₂ (Steinkohle) zu einem Strombedarf von 0,42 kWh führt und eine Entsorgung von 0,68 kg CO₂ bedeutet. Somit hat jedes entsorgte Kilogramm CO₂ 0,62 kWh an Strom benötigt. Bei der Zementindustrie, die heute 20 Mill. t CO₂ verursacht, würden nur 17 Mill. t entsorgt und dabei 11,6 TWh zusätzlicher Strom benötigt.^A

9.4.4 Fixe Beiträge zur Stromerzeugung

Es sind die, die zu den EE gezählt werden, aber nicht zu den VE (Wind- und PV-Energie) gehören, also Biomasse, Wasser, Geothermie, erneuerbarer Müll.

Strom aus Biomasse

Der Beitrag von Biomasse bzw. Biogas ist in den letzten Jahren mit 42 bis 44 TWh/a relativ konstant geblieben. Das Problem des Flächenverbrauchs für Energiepflanzen (extrem hoch), und damit dem verbundenen Flächenverlust für den Anbau von Lebensmitteln, führt zu der Annahme, dass der Beitrag in den nächsten Jahren eher fallen wird. Dies wird verstärkt durch den zunehmenden Bio-Landbau, der durch geringere Erträge mehr Fläche benötigt.

Strom aus Wasserkraft

Dieser Strombeitrag ist praktisch nicht steigerbar. Er liegt seit Jahren konstant bei 19 bis 20 TWh/a.

Hinweis: Pumpspeicher-Kraftwerke sind keine Stromerzeuger, sondern durch die Wirkungsgradverluste bilanziell als Verbraucher zu sehen. Sie dienen nur dem temporären Ausgleich.

Geothermie

Geothermie kann für einige lokale Wärmeanwendungen (z.B. Gebäudeheizung) genutzt werden. Auch als Wärmequelle für Fernwärme kann sie an einigen Stellen in Deutschland geeignet sein. Insgesamt ist der Beitrag zur Wärmeversorgung in Deutschland jedoch so gering, dass es sich nicht lohnt, diese Technologie als weitere Szenario-Komponente zu berücksichtigen.

Für die Stromerzeugung wären aufwendige Tiefenbohrungen (mehrere Kilometer) notwendig, um die erforderlichen hohen Temperaturen⁴⁰ zu erreichen. Die Anzahl der bestehenden Kraftwerke zur Stromerzeugung ist überschaubar. Ihre Gesamtleistung liegt nur im Bereich weniger Megawatt (MW). Im Vergleich zur Netzleistung von 60.000 bis 90.000 MW sind sie damit vernachlässigbar.

Gesamtbeitrag (aus 9.4.4)

Zusammen mit anderen fixen Komponenten wird in allen Szenarien ab 2040 mit **70 TWh/a** gerechnet.

^A Das sind, bezogen auf heute, ca. 2,4% der CO₂-Emissionen Deutschlands und 2,1% des heutigen Stroms.

9.4.5 Wärme aus Feststofffeuerung

Die Feststofffeuerung (Holz, Pellets) in Gebäuden für Niedertemperaturwärme könnte aufgrund der immer weiter steigenden Schadstoffgrenzwerte (Kostensteigerungen durch Filtertechnik) einen Rückgang erfahren (wir sehen mindestens 10%).

9.4.6 Gaskraftwerke

Gaskraftwerke werden eingesetzt, um einerseits den CO₂-Ausstoß der Kohle-KWs zu reduzieren und andererseits zum Ausgleich der volatilen Stromerzeuger und den Nachfrageschwankungen. GuD-Kraftwerke (mit bis zu 60% Wirkungsgrad) liefern eher konstanten Strom, weil dies wirtschaftlicher ist und weil bei Wärmeauskopplung (Fernwärme) der ständige, weitgehend konstante Betrieb nötig ist (wärmegeführt).

Gasturbinenkraftwerke sind besonders für den schnellen Ausgleich der schwankenden VE geeignet, haben aber wegen der geringen Nutzungszeiten und dem niedrigen Wirkungsgrad, relativ hohe Stromgestehungskosten. Das Modell macht zwischen diesen beiden Typen keinen Unterschied – der Mix wird abgebildet.

Wenn künftig das Erdgas durch grünen Wasserstoff ersetzt werden soll, braucht es Gasturbinen-KWs, die „H₂-ready“ sind, also für reinen Wasserstoff bzw. Erdgas mit hohem H₂-Anteil, geeignet sind.

Es wird davon ausgegangen, dass eine Gas-Kraftwerksflotte mit zusammen *50 GW* installierter Leistung⁴¹ bis 2040 bereitstehen könnte, die Voll- und Teileinspeiser sind, für den Volatilitätsausgleich eingesetzt werden oder im netzdienlichen Betrieb arbeiten (Regelleistung). Bei einem Nutzungsgrad von maximal 70% könnten so bis zu *300 TWh/a* an Strom erzeugt werden.

Eine Flotte von 50 GW entsprechend 100 bis 200 Kraftwerke ist ausgesprochen ambitioniert, wenn man die Konsequenzen für die geplanten 40 Kraftwerke der „Kraftwerkstrategie“ vom Februar 2024 sieht.⁴²

Von dieser Flotte könnten maximal *15 GW H₂-ready* sein (ca. 50 Anlagen).

9.4.7 Erdgas aus Deutschland

Das Umweltbundesamt geht von einem technisch förderbaren Schiefergasvolumen in Deutschland zwischen 800 und 940 Milliarden Kubikmetern aus. Das sind rund 10.000 TWh_{th}. Der Erdgasverbrauch im Jahr 2019 betrug 989 TWh und wurde ausschließlich durch Importe gedeckt.

Wie schnell und in welche Höhe das Fracking in Deutschland bis 2040 ausgebaut werden kann, ist nicht gut abschätzbar. Zudem kommen das aktuelle Fracking-Verbot und die notwendige Akzeptanz der Bevölkerung behindernd hinzu.

In den Szenarien mit Erdgasnutzung wurde hypothetisch angenommen, dass in 2040 max. *10 Mrd. m³/a* gefördert werden (entsprechend 100 TWh_{th}). Das führt zu einer reduzierten Importquote, die je nach Szenario unterschiedlich ausfällt. Für die CO₂-Berechnung wird kein Unterschied zwischen deutschem und importiertem Erdgas gemacht.

9.4.8 Kraftstoffe

Es gibt die Kraftstoffe Benzin, Diesel und Kerosin, die Destillationsprodukte des Erdöls sind. Seit Jahren wird eine geringe Menge an Zusätzen beigefügt, die aus organischen Quellen kommen.^A Eine Steigerung dieser Anteile, die die CO₂-Bilanz verbessern würde, ist wegen der negativen ökologischen Wirkungen ausgeschlossen.⁴³

Zur CO₂-Minderung können als Ersatz nur synthetische Kraftstoffe (E-Fuels) eingesetzt werden, die aus der Weiterverarbeitung^B von (grünem) Wasserstoff hergestellt werden. Solche E-Fuels werden auch in den Szenarien verwendet. Dies bedingt aber einen entsprechenden Strombedarf für die Herstellung in Deutschland und wirkt sich daher unmittelbar auf die nötige VE aus.

Die Obergrenze dessen, was in Deutschland bis 2040 herstellbar ist, ist durch die erforderlichen großtechnischen Anlagen begrenzt und wird mit max. *10 TWh_{th}/a* angenommen.⁴⁴

9.4.9 Wärmepumpentechnik

Diese Technik ist ausgereift, wird in Gebäuden verwendet und soll künftig auch als Wärmequelle für Fernwärme genutzt werden. Fernwärme benötigt im Vergleich zur dezentralen Hauswärme höhere Temperaturen, die zu schlechteren Wirkungsgraden führen.

Für Gebäude mit vorwiegend Luft-Wasser-Technik wird eine durchschnittliche Leistungszahl (COP), d.h. *Jahresarbeitszahl von 3* inkl. der Stromdirektheizung (für Legionellenprophylaxe und für sehr kalte Tage) verwendet.

Die Wärmepumpen können zwar mit Smart Meter kurzzeitig abgeschaltet werden, trotzdem finden Tages- und Jahresschwankungen statt. Im Modell wird dies für den maximalen Leistungsbedarf im Stromnetz berücksichtigt.

9.4.10 Fernwärme

Hinter der Fernwärme verbirgt sich eine gewachsene Infrastruktur, die aus Kraftwerken oder Heizwerken gespeist wird. Auch industriell anfallende Abwärme wird als Wärmequelle genutzt. Angesichts des Optimierungsdrucks zur Energieeinsparung unternimmt die Industrie jede sinnvolle Möglichkeit, anfallende Wärme selbst zu nutzen. Die verbleibenden Potenziale sind künftig relativ gering.

Will man von den fossilen Brennstoffen weg, muss man diese Wärmeerzeuger ersetzen. Das Verbrennen von grünem H₂ erfordert mehr Strom als eine direkte Stromheizung, was Verschwendung wäre. Daher bietet sich nur noch die effizientere Wärmepumpentechnik an. Dem wird in den Szenarien mit einem Limit von *40 TWh_{th}* Rechnung getragen.

Derzeit haben Fernwärmesysteme eine Vorlauftemperatur von über 100 °C im Winter und etwa 70°C im Sommer⁴⁵. Hohe Vorlauftemperaturen bedeuten aber gleichzeitig höhere Wärmeverluste bei der Verteilung.

^A Zucker- und stärkehaltige Pflanzen werden vergoren und destilliert. Aus dem so gewonnenen Alkohol entsteht Ethanol, das die 10% am E10-Benzin ausmacht. Dieseldieselkraftstoff enthält bis zu 7% Biodiesel. In Deutschland wird Biodiesel vorwiegend aus Rapsöl (Rapsmethylester) erzeugt.

^B Dabei wird als nächster Prozessschritt die Methanisierung des H₂ mit CO₂ vorgenommen. Um die CO₂-freie Verbrennung der E-Fuels zu erreichen, muss das CO₂ aus der Luft (unter hohem Energieaufwand) entzogen worden sein. Dann wird nur das CO₂ wieder frei, das vorher in der Luft war, also kein zusätzliches.

Da schwerlich vorausgesetzt werden kann, dass alle angeschlossenen Gebäude gleichzeitig auf Nieder-temperaturheizung (z.B. Fußbodenheizung) umgestellt werden können, wären beim Ersatz der Wärmeerzeugung weiterhin die derzeitigen hohen Vorlauftemperaturen nötig. Nur bei neuen Fernwärmenetzen, etwa in Neubaugebieten, sind niedrige Vorlauftemperaturen (bis 70°C) denkbar. Temperaturen von weit über 70°C erfordern Hochtemperatur-Wärmepumpen für Gebäude, die bestenfalls zu einer Jahresarbeitszahl von 2,5 führen (Wasser-Wasser).

Wärmeverluste im Netz bei Hochtemperatur wurden mit 20% und bei Niedertemperatur mit 10% geschätzt. Die Jahresarbeitszahl bei Niedertemperatur könnte 3,5 betragen. Daraus ergibt sich für die Verwendung der Fernwärme (Mix aus Nieder- und Hochtemperatur) mit Wärmepumpentechnik eine *Jahresarbeitszahl von 2,3*.⁴⁶

Die Fernwärme ist eine Investition in eine langfristige Infrastruktur, die aus dem Fernwärmenetz und den Wärme erzeugenden und speichernden Anlagen besteht. Sowohl die Erweiterung auf mehr Gebäude, als auch die Umrüstung bzw. Neubau von Hochtemperatur-Wärmepumpen als Wärmeerzeuger ist durch Liefer- und Installationskapazitäten begrenzt. Zu bedenken sind auch die Nachteile der Fernwärmetechnik:

- Die Heizkosten sind i.d.R. höher als bei Gas- und Öl-Heizungen, insbesondere wenn keine Abwärme genutzt werden kann.
- Im ländlichen Raum und bei kleineren Städten ist der Aufwand zu hoch.
- Als Nutzer ist man dem Versorger ausgeliefert (bei Preisen und bei Ausfall der Versorgung).

Unter den verschiedenen Gesichtspunkten werden folgende Obergrenzen festgelegt:

Erweiterung der Fernwärmeversorgung (alte und neue Wärmeerzeuger) um 30% auf die Summe von *120 TWh/a* Nutzenergie. Darin sind max. *40 TWh* enthalten, durch Hochtemperatur-Wärmepumpen bereitgestellt werden.

Die Wärmepumpen als Wärmequellen von Fernwärme haben natürlich auch eine saisonale Schwankung. Im Modell wird dies für den maximalen Leistungsbedarf im Stromnetz berücksichtigt.

9.4.11 Langzeitspeicher (LZS)

Dadurch, dass VE in vielen Szenarien mit Abstand die Hauptquelle für die Stromversorgung darstellt und die Verbraucher in der Regel eine gesicherte Versorgung erwarten, ist ein Speicher für Elektroenergie nötig, der die Erzeugungslücken mit den Überschussenergien der VE füllt (→ 4.2). Als Ersatz für die Regenergie und die Momentanreserve können Batteriespeicher fungieren. Sie sind im Modell berücksichtigt, weil kostenrelevant. Wichtig ist aber ein saisonaler Ausgleich (LZS), der eine große Speicherkapazität erfordert. Dieser Langzeitspeicher kann nur über PtGtP (Power-to-Gas-to-Power) realisiert werden. Die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke sind mit zusammen 40 GWh vernachlässigbar und können zudem praktisch nicht erweitert werden.⁴⁷

Das Modellkonzept wurde in Abb. 4-1 und Abb. 4-3 gezeigt: Der Strom aus der VE wird **1.** direkt in das **Stromnetz** bis zur nachgefragten Leistung geleitet. Darüberhinausgehende Leistungsspitzen gehen **2.** in den **Langzeitspeicher**. Ist dieser gefüllt, wird **3.** der Strom bis zu der maximal möglichen Leistung zur **H₂- und E-Fuels-Herstellung** verwendet. Spitzen, die trotzdem nicht genutzt werden können, gehen verloren (und verursachen Kosten), werden aber im Modell nicht berücksichtigt.

Wichtig: In einigen Szenarien wird eine gewisse Menge an Erdgas eingesetzt. Es wird aber immer unterstellt, dass der Langzeitspeicher (LZS) auf der Basis H₂ arbeitet (PtH₂tP). Die LZS-Funktion wird erst dann rechnerisch berücksichtigt, wenn die Ausgleichsfunktion der anderen Kraftwerke nicht ausreicht.

Bisher wird das Erdgas für die Industrie und die Haushalte (vorwiegend zur Wärmeerzeugung) in Kavernen gespeichert. Das erlaubt Schwankungen in der Belieferung und im Verbrauch auszugleichen. Die deutschen Kavernen speichern eine Erdgasmenge, die für etwa 3 Monate Durchschnittsverbrauch reicht (280 TWh_{th}). Die alternative Speicherung von H₂ in Kavernen scheint grundsätzlich möglich, ist aber nicht endgültig geklärt.

Allerdings beträgt die Obergrenze der von H₂ rückverstromten Energie aus allen deutschen Kavernen lediglich 21 TWh.⁴⁸ Inwieweit eine solche Kapazität für den LZS ausreicht, ergibt sich aus den Ergebnissen der Szenarien. Würden die deutschen Kavernen dafür komplett genutzt, wäre kein Erdgas mehr für Wärmeanwendungen speicherbar. Das wäre ein gravierender Nachteil. Daher wurde festgelegt, dass nicht mehr als 15 TWh_{el} für den H₂-LZS (rückverstromt) nötig werden dürfen.

Das Potenzial der Flexibilisierung (Demand-Side-Management) ist für die Industrie sehr gering, sofern man an einer wettbewerbsfähigen Industrie interessiert ist. Das Modell der Szenarien berücksichtigt dieses Flexibilisierungspotenzial nicht, zumal es keine Wirkung auf die Dimensionierung des LZS hat.

9.4.12 Grenzen der Volatile Energien (VE)

Der Ausbau der VE ergibt sich im Modell aus den eingesetzten anderen Energien und dem Energiebedarf. Folglich muss die VE den fehlenden Rest an Energie liefern. Daher ist der Ausbau der VE **keine Vorgabe, sondern ein Ergebnis** des gerechneten Szenarios. Daraus resultiert die nötige Kapazität des H₂-Langzeitspeichers und die Verluste im LZS, die durch mehr VE auszugleichen sind (vergl. →9.9).

Selbst wenn man die rechtlichen Grenzen für den Ausbau der Windkraft noch weiter lockert (Abstand zur Wohnbebauung, Vogelschutz etc.), sind die in Deutschland verfügbaren Flächen sehr begrenzt. Ein **Ausbau auf das 4-Fache** des Standes von 2019 wird als nicht mehr realisierbar eingestuft.⁴⁹

Hinweis: In der verwiesenen Studie zum Flächenverbrauch der VE-Anlagen wird auch (ansatzweise) auf den Ressourcenbedarf eingegangen.

9.4.13 Wasserstoff zur stofflichen Nutzung

Es gibt immer wieder neue Ideen und Zahlen über die Absichten der Regierung auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft. Die aktuellen Ziele werden in der „*Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie NWS 2023*“⁵⁰ beschrieben. Angegeben wird die Leistung der Elektrolyseure für die H₂-Herstellung. Hier fehlt fast immer ein realistischer Wert zum Nutzungsgrad⁵¹. Solche Anlagen und Industrien werden aber – zumindest in diesem Modell – erst dann mit VE-Strom versorgt, wenn der Strom für die priorisierte Nutzung (Direkteinspeisung ins Netz und Laden des LZS) nicht gebraucht wird. Dieser Überschussstrom für den H₂, der zur Weiterverarbeitung verwendet werden soll, ist aber besonders volatil. Es wurde ermittelt, dass diese Energiespitzen nur zu einem Nutzungsgrad von deutlich unter 20% führen.⁵²

Daher würde z.B. ein Ausbau der Elektrolyseleistung auf 10 GW⁵³ eine elektrische Energie von weniger als 17,5 TWh/a bedeuten und somit zu max. 0,34 Mill. t/a H₂ führen. Tatsächlich benötigt Deutschland aber ca. 36 Mill. t/a⁵⁴. Diese Menge ist offensichtlich in Deutschland aus VE nicht herstellbar. Aber selbst ein Zehntel (120 TWh_{th}/a, bzw. 3,6 Mill. t/a) wäre schon eine sehr ambitionierte Zielmarke.

Einige Pilotprojekte^A – z.B. Projekt "Reallabor Westküste 100" (30 MW^B) – mit großen Elektrolyseuren wurden wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit wieder eingestellt.⁵⁵ Ob es in absehbarer Zeit zu einer (weltweiten) Wasserstoffwirtschaft kommen wird, ist aufgrund zahlreicher negativer Nachrichten sehr fraglich.⁵⁶ Inwieweit grüner Wasserstoff also im Jahre 2040 auf dem Weltmarkt, der natürlich nicht nur Deutschland versorgen müsste, verfügbar ist und zu welchen Preisen, ist heute völlig unklar. Sollte die Nachfrage größer sein als das (anfängliche) Angebot, schnellen die Preise in die Höhe. Dies gilt besonders für Länder, die sich allein auf diesen Energieträger ausgerichtet haben und auf den Import angewiesen sind, wie etwa Deutschland.

Auch, und besonders bei einer Wasserstoffwirtschaft, ist eine Speicherung zum Ausgleich von Lieferung und Verbrauch (in Kavernen) nötig. Wenn ein Langzeitspeicher auf Basis H₂ realisiert wird, so wird die Nutzung zu etwa einer Ausspeichermenge im Bereich vom 4 bis 10-Fachen (→9.9.2) der Speicherkapazität pro Jahr führen. In einer Studie⁵⁷ wurden die Kosten dafür abgeschätzt. Für den Fall des LZS würde je Kilogramm ca. 1,5 € an Kosten anfallen. Das wären bei einem LZS von netto 1 TWh_{el} Jahreskosten für die reine H₂-Speicherung von 118 Mill. €. Als Kostenkomponente am Strompreis ist das eher wenig.⁵⁸

Das Szenariokonzept wird als nicht mehr realisierbar angesehen, wenn Wasserstoff aus Deutschland die Summe von **120 TWh_{th}/a** (entsprechend 3,6 Mill. t/a) überschreitet, wobei

- Nutzenergie für thermische Nutzung plus
- Nutzenergie mal 3 im Sektor Mobilität⁵⁹

gerechnet wird.

9.4.1 Erdöl

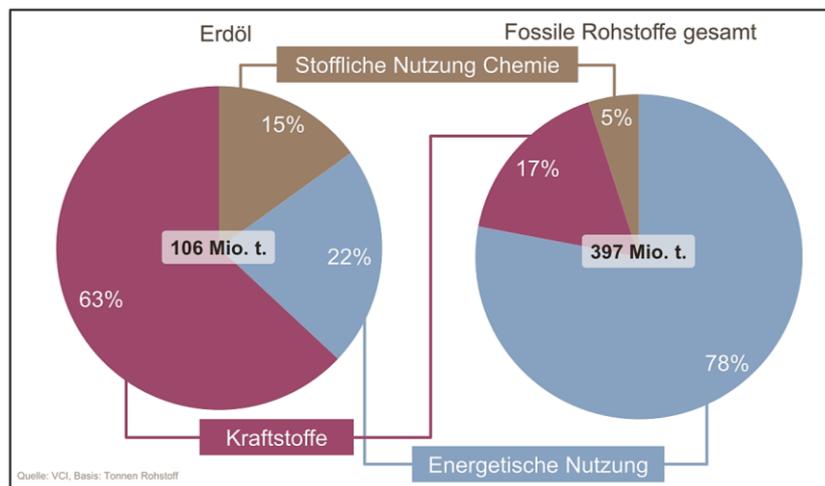


Abb. 9-2 Einsatzgebiete von Erdöl und fossilen Rohstoffen in der Chemie

Erdöl ist insbesondere für die Kraftstoffe wahrscheinlich noch für lange Zeit der wichtigste Primärenergieträger. Der Anteil des in Deutschland geförderten Erdöls beträgt nur 2%. Die Chemische Industrie braucht Erdöl für stoffliche Nutzung, wie Abb. 9-2⁶⁰. Bitumen für den Asphalt der Straßen (Teer wird seit 1970 nicht mehr verwendet) ist ein Gemisch aus vielen verschiedenen organischen Verbindungen

^A Unter anderem soll H₂ dem Erdgas beigemischt werden. Das ist nur in geringem Maße ohne Eingriffe in die Brenner möglich (< 10 %). Mit einer Beimischung kann aber prinzipiell keine Dekarbonisierung erreicht werden – eine Umstellung auf reinen Wasserstoff wäre dazu nötig.

^B Für 10 GW wären 330 solcher Anlagen nötig. Um 10 % des H₂-Bedarfs in Deutschland herzustellen, müssten 3000 bis 4000 solcher Anlagen gebaut werden.

und ein Abfallprodukt der Erdölverarbeitung. Bitumen wird auch für die Flachdach- und Bauwerksabdichtung verwendet. Insgesamt werden jährlich rund 4 Mill. Tonnen Bitumen hergestellt und eingesetzt. Bitumenrecycling ist sicher sinnvoll, verlangt aber wiederum zusätzlichen Einsatz von Energie.

Wie wird der Straßenbelag ohne Bitumen künftig aussehen, wenn im Rahmen der Dekarbonisierung kein Erdöl mehr gefördert werden soll?

Aber auch viele andere, wertvolle und zum Teil unverzichtbare Basischemikalien der chemischen Industrie, werden aus Erdöl gewonnen, wie: Kleidungsstücke aus synthetischen Fasern (Polyamid), Lacke, Farben, Frostschutzmittel sowie Wasch- und Reinigungsmittel, Schmierstoffe, Autoreifen, Plastikverpackungen, Medikamente, Kosmetik und u.v.a.m. Nicht zu vergessen die Kunststoffe für Haushalt, Industrie sowie Hightech-Produkte, deren Basis Kohle, Erdgas aber vor allem Erdöl ist.

Mehrfach stellt sich daher die Frage, wie diese Lücken ohne Erdöl künftig geschlossen werden sollen.

Von den fossilen Energieträgern ist Öl derjenige, der vermutlich zuerst Mangelware werden wird. Aus der Vergangenheit weiß man, dass trotz steigendem Verbrauch der Welt ständig die Reserven und die Ressourcen gewachsen sind, da bessere Explorations- und Fördertechniken dies ermöglichten. Heute darf man davon ausgehen, dass bei einem konstanten Verbrauch die Reichweite bei rund 150 Jahren liegt. *Es gibt daher keine akute Not, aus Angst vor baldigem Mangel auf diesen Rohstoff zu verzichten.* Erdgas und Kohle haben weitaus längere Reichweiten.

„Die deutsche Erdölversorgung ist mit z. Zt. 33 Lieferländern weit diversifiziert.“⁶¹ Deutschland hat zwar einen hohen Importanteil an fossilen Energieträgern, wurde aber die letzten Jahrzehnte immer sicher versorgt.

9.4.2 Ausbau des Stromnetzes

Je nachdem, wie stark die Szenarienkonzepte auf strombasierte Lösungen setzen, ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an den Stromnetzausbau auf allen Ebenen. Natürlich wären auch sehr hohe Anforderungen technisch machbar. Es ist aber zu bedenken, dass dies mit unterschiedlich hohen Kosten verbunden ist und aufgrund der begrenzten Kapazitäten grundlegende Veränderungen in einer gewachsenen und weit verzweigten Infrastruktur^A erforderlich wären. Dabei geht es nicht nur um kosmetische Korrekturen, sondern um eine grundlegende Erneuerung. Heute haben wir ein Netz, das rund 100 GW Einspeiseleistung bewältigen kann. Es wird angenommen, dass bis 2040, also in nur 15 Jahren, im besten Fall ein Ausbau auf allen erforderlichen Ebenen mit einer Einspeiseleistung von 150 GW denkbar ist.^B

9.4.3 Mindestanforderungen

Aufgrund der oben vorgenommenen Erörterungen und den Begründungen können Kriterien für die Realisierbarkeit eines Szenarios definiert werden und sind in Tabelle 9-2 zusammengefasst.

^A Heute: Überttragungsnetz: 35.000 km, Verteilnetz: 100.000 km, Mittelspannungsnetz: 500.000 km und das Niederspannungsnetz bis zur Steckdose: 1,2 Mill. km.

^B Dabei sind nur die Spitzenwerte des Verbrauchs (inkl. E-Mobilität und Wärmepumpen) berücksichtigt. Mit steigendem Ausbau der VE kommen jedoch außergewöhnliche Leistungsspitzen hinzu. Diese könnten aber teilweise durch örtlich nahe Einrichtungen des LZS bzw. für PtX das Netz nur minder stark belasten.

Erfüllt das Szenario alle folgenden Mindestanforderungen, so kann man es im Rahmen der genannten Zukunftsannahmen als (noch) realisierbar bezeichnen. Im Umkehrschluss bedeutet die Verletzung von nur einem Kriterium bereits die *Nicht-Realisierbarkeit*.

Limit	Einheit	Kriterium
4		Ausbauobergrenze der VE als Faktor zu 2019
15	GW	Max. H ₂ -Gaskraftwerksleistung für LZS
50	GW	Max. Installierte Leistung aller Gaskraftwerke (H ₂ und Erdgas)
30	GW	Max. Installierte Leistung der Kohlekraftwerke
13	GW	Max. Installierte Leistung der Kernkraftwerke
150	GW	Max. Einspeiseleistung ins Netz
10	Mrd.m ³ /a	Max. Erdgas-Fracking-Fördermenge in Deutschland
300	TWh	Max. Erdgas-Kraftwerke
220	TWh	Max. Kohle-Kraftwerke
40	TWh	Max. Fernwärme mit Wärmepumpe (Nutzenergie)
120	TWh	Max. Fernwärmesumme (Nutzenergie)
10	TWh _{th}	Max. E-Fuels in DE hergestellt
120	TWh _{th}	Max. für H ₂ -Herstellung in Deutschland
15	TWh _{el}	Max. elektrische Netto-Kapazität des LZS wg. Kavernenlimit für H ₂
12	Wochen	Min. Kavernen-Speicherreserve für Wärmeanwendungen
400	TWh _{th}	Max. Summe von H ₂ und E-Fuels aus Deutschland plus Importe
100	TWh _{el}	Max. Jahresenergie alle deutschen Kernkraftwerke

Tabelle 9-2 Mindestanforderungen

9.5 Realisierbarkeit und Ziele

In der Übersichtstabelle (Abb. 6-1) sind einige Kenngrößen der Szenarien mit Farben bewertet worden. Dabei geht es entweder um die Realisierbarkeit oder die Erreichung von allgemein angestrebten Zielen. Es sind keine harten Kriterien, wie die Mindestanforderungen, sie bewerten vielmehr einen Bereich fließend zwischen gut bis schlecht.

Hierzu wurden folgende Werte angewendet:

Kriterium	gut	mittel	schlecht	Begründung
Endenergie H ₂ plus E-Fuels aus DE [TWh/a]	50	100	150	Obergrenze aus DE: 120 +10 TWh _{th} /a (→9.4.13, →9.4.8). Aber die Bundesregierung strebt 165 TWh an, die aus unserer Sicht nicht realistisch sind.
Netto-Stromimport [TWh/a]	10	20	60	bisher ca. 40 TWh/a als Jahressaldo exportiert, weil im Ausland (wegen Mangel) benötigt. Die gleiche Menge als Import ist schwer vorstellbar. Zu bedenken ist, dass exportierte VE-Leistungsspitzen, darin enthalten sind.
VE-Ausbaufaktor (Vielfache der installierten Leistung der VE von 2019)	1	2	4	2 entspricht einer Verdopplung der VE. Angesichts der 1000 Bürgerinitiativen ist eine Verdopplung schon problematisch. Für das 4-Fache hat Deutschland einfach keine Flächen.
CO ₂ -Ausstoß in DE für Energie [Mill. t/a]	100	180	250	Die Bundesregierung plant für 2045 null CO ₂ , was für 2040 noch 150 Mill. t CO ₂ bedeutet.

Kriterium	gut	mittel	schlecht	Begründung
Installierte Kernkraftleistung [GW]	7	10	15	Wenn es gelingt, 5 KKW zu reaktivieren und 3 weiter bis 2040 zu bauen (ca. 12 GW), wäre das schon ein optimistisches Ergebnis.
erzeugte Leistungsspitze von VE + $KW_{S_{min}}$ [GW]	100	150	200	Die aktuell max. Netzlast liegt bei 90 GW. Gewisse Reserven sind noch vorhanden und das Netz wird ausgebaut.
Energie-Importanteil	15%	30%	50%	Durch den Ukrainekrieg und anderer Konflikte ist das Thema der Autarkie wichtiger geworden.
Verwendete Gesamtmenge an Wasserstoff und E-Fuels (aus DE und Import) [TWh _{th} /a]	50	150	400	Hier wird auf die vermutete Verfügbarkeit geprüft. Obergrenze E-Fuels und H ₂ aus DE: 130 TWh_{th}/a (→9.4.8, →9.4.13). An E-Fuels werden heute 500 Mill. Liter ⁴⁴ hergestellt, entsprechend 5 TWh _{th} /a. Auf dem Weltmarkt könnte für DE in 2040 vielleicht 20 TWh _{th} /a abfallen. Hinzu kommt der Import von grünem H ₂ . Für 2040 wird der Weltmarkt mit 240 Mill.t/a eingeschätzt. ⁶² Darin sind ca. 20% grüner H ₂ . Das sind 1.584 TWh _{th} . Wenn Deutschland davon optimistische 10% (DE hat 4% am Welt-BIP) kaufen könnte, entspricht das für 2040 160 TWh_{th}/a , in Summe: 290 TWh/a.

Tabelle 9-3 Zielebewertung

9.6 Ist Wasserstoff der geeignete Energieträger?

Nach den Plänen der EU und der Bundesregierung soll Wasserstoff der Energieträger der Zukunft sein. Auf dem Weg zu den synthetisch erzeugten Energieträgern Methan (*Synthetic Natural Gas, SNG*) und Kraftstoffen (E-Fuels) ist H₂ der erste chemische Energieträger in der Prozesskette bis zu den E-Fuels. Eine Methanisierung des Wasserstoffs (zu Methan, CH₄) bedeutet einen zusätzlichen Energieverlust von 20%.⁶³

Trotzdem hat Methan^A als gasförmiger Energieträger gegenüber H₂ bedeutsame Vorteile:

- Es ist leichter handhabbar (geringere Explosionsgefahr, bewährte Erdgastechnik).
- Es hat einen 4-fach höheren Energiegehalt (pro kg bei z.B. 50 bis 100 bar).
- Gasturbinen können damit ohne Umstellung betrieben werden („H₂-ready“ nicht nötig).
- Der Energieaufwand für Kompression und Transport in Pipelines beträgt nur ein Drittel.
- Methan ist Hauptbestandteil von Erdgas und insofern als Erdgassubstitut nutzbar.
- Die speicherbare Energie in den Erdgaskavernen ist mindestens 4-fach höher als bei H₂.^{64,48}
- Durch die geringere Energiedichte des Wasserstoffs, könnte die Umwidmung des Erdgasnetzes durch die Substitution von CH₄ durch H₂ nicht annähernd die gleiche Energieversorgung

^A Wenn man CO₂-Freiheit erreichen will, müsste das CO₂ für die Methanisierung aufwendig aus der Luft entnommen werden.

sichern. Das bestehende Erdgasnetz ersetzt daher kein Wasserstoffnetz, das noch zu bauen wäre.

Abgesehen von den genannten energetischen Verlusten und dem höheren Investitionsbedarf durch die längere Prozesskette, sind die Vorteile von Methan gegenüber Wasserstoff überzeugend:

- Die bestehenden Gaskraftwerke könnten weiterverwendet werden (für PtGtP).
- Die Methan-Speicherkapazität der deutschen Kavernen (Erdgas: 280 TWh_{th}) würde genügend Reserven beinhalten, um neben der nationalen Gas-Reserve (für Wärmeanwendungen) zusätzlich eine Langzeitspeicherfunktion mit 10 TWh_{el} (und mehr) zu ermöglichen.
- Die Umstellung der Gasheizungen von Erdgas auf synthetisches Methan könnte fließend geschehen, ohne Eingriffe in die Technik auf Verbraucherseite.
- Es bräuchte keine neue, teure H₂-Infrastruktur (Weiterverwendung der Erdgasleitungen, Armaturen, Kompressoren etc.).
- Auch die vielfältigen Hochtemperaturprozesse der Industrie, die mit Erdgas arbeiten, könnten weiter versorgt werden.
- Der Transport über den Seeweg könnte in den vorhandenen LNG-Schiffen^A erfolgen (keine neuen H₂-Schiffe nötig).

Der Ersatz des Erdgases mit synthetischem Methan könnte fließend erfolgen, da sich für die Nutzer von heute keine Änderungen für morgen ergeben, wenn der Methananteil im Erdgas von 75 bis 99 % auf 100 % steigt.

Allerdings muss festgehalten werden, dass „grünes“ Methan zum Heizen wegen der immensen Wirkungsgradverluste energetisch ungeeignet ist. Allein bei Anwendungen, die wegen der hohen Prozesstemperaturen keine elektrischen Heizungen erlauben, wäre das eine denkbare Lösung. Niedertemperaturwärme sollte weder mit H₂ noch mit synthetischem Methan erfolgen.

Das Ergebnis der vergleichenden Betrachtung von Methan als eine überlegenswerte technische Alternative zu Wasserstoff, bedeutet nicht, dass mit Methan die Energiewende machbar und zu empfehlen wäre.

9.7 Flächenverbrauch durch VE-Anlagen

Die nicht-fossilen Energiequellen, auf die die Energiewende setzt, sind die Erneuerbaren, wobei Biomasse, Biogas, Wasserkraft etc. nicht erweiterbar sind. Übrig bleiben nur der volatile Wind- und Photovoltaikstrom. Solche Großanlagen belegen Landflächen. Wegen der negativen Effekte sind bei WEA Abstände zur Wohnbebauung einzuhalten. Außerdem gilt es, den Gesundheits-, Natur- und Artenschutz nicht zu vernachlässigen. Die Politik spricht davon, dass 2% der Landesfläche für WEAs zu reservieren sind. Das unterstellt, dass eine solche Fläche für WEA und PVA ausreicht, um genügend Jahresertrag zur Energieversorgung aller drei Sektoren zu erzielen. Für die betrachteten Szenarien wurde eine Obergrenze für den *VE-Ausbau auf das 4-Fache* als äußerstenfalls noch realisierbar angenommen, was allerdings die 2 % Landesfläche deutlich überschreiten würde. Die politischen Aspekte hinsichtlich der Akzeptanz, der sogenannte Raumwiderstand, sind bei solchem Ausbau erheblich, wenn nicht sogar entscheidend.

Das gesamte Thema des Flächenverbrauchs wurde in einer separaten Arbeit⁶⁵ ausführlich behandelt.

^A sofern man dauerhaft auf Pipeline-Gas verzichten will

9.8 Nachhaltigkeit

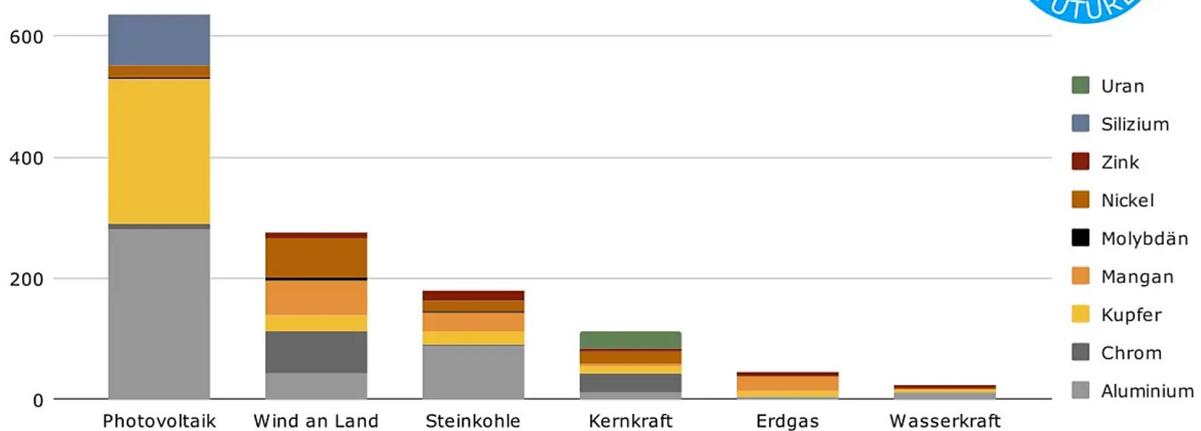
Nachhaltig bedeutet, so zu handeln,

- dass die Natur und deren Prozesse bestmöglich geschont werden,
- dass die benötigten Rohstoffe, die die Erde und die Natur bereithält, so sparsam wie möglich genutzt bzw. verbraucht werden und
- dass dies im Kontext mit einer vertretbaren Ökonomie erfolgt.

Ein wichtiger Indikator ist dabei der Materialbedarf für verschiedene Arten der Stromerzeugung, wie dies Abb. 9-3 zeigt.⁶⁶ Eine andere Sicht ist der Bezug auf die installierte Leistung (Abb. 9-4).⁶⁷

Metallbedarf von Energiequellen

in kg pro GWh_{el} über den Lebenszyklus in Europa



Quelle: UNECE (2021)

Abb. 9-3 Metallbedarf für Energiequellen

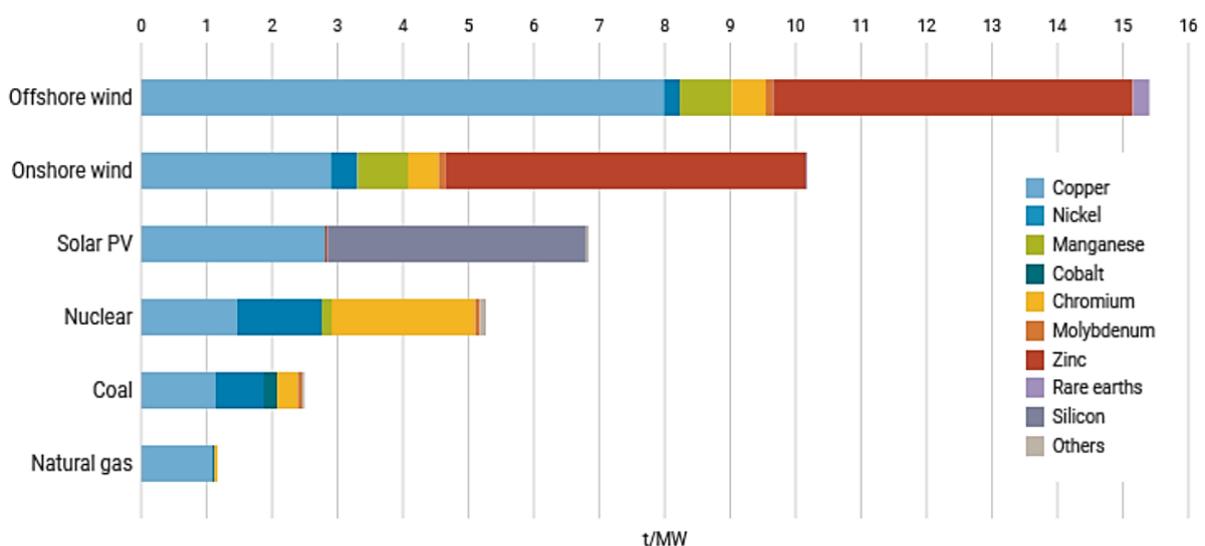


Abb. 9-4 Kritische Materialien für Stromerzeuger

Diese Forderungen zeigen, dass die *volatilen Stromerzeuger* hinsichtlich der Nachhaltigkeit durchaus nicht unproblematisch sind. VE verwenden Naturenergien wie Wind und Sonnenstrahlung, die eine vergleichsweise geringe Leistungs- bzw. Energiedichte haben. Das führt zu großem technischem Aufwand, d.h. zu großen Materialmengen, um daraus Strom, die wertvollste Energieform, zu gewinnen.

Mit der Umstellung auf die VE sind neue Technologien verbunden – etwa die Elektromobilität –, die Batterien benötigen, die ihrerseits neue Rohstoffe in großen Mengen erfordern. Es ist ungeklärt, wie diese Mengen (inkl. Recycling) in einer dekarbonisierten Welt auf Dauer bereitgestellt werden können. Mit steigender Nachfrage und mit immer aufwendigeren Fördertechniken werden die Preise gegenüber heute stark steigen.

9.9 Berechnungen zum Langzeitspeicher (PtGtP)

Wenn die Kapazität des benötigten Langzeitspeichers (LZS), auf der Basis von PtGtP genannt wird, ist dies i.d.R. nur ein sehr grob abgeschätzter Wert. Dabei wird meist angenommen, dass der LZS zwei oder drei Wochen den gesamten Strom liefern muss.^A Das ist natürlich nur eine Größenordnung. Die Modellierung eines LZS in einer volatilen Umgebung mit (technisch) begrenzten Lade- und Entladeleistungen und einer Kapazität, die einen „Anschlag“ beim Laden hat (mehr als voll geht nicht), ist durch die Volatilität der Stromerzeuger weitaus komplexer, und es kommen weitere Aspekte hinzu.

Daher wurde mithilfe von 35.040 Datensätzen über die volatile Stromerzeugung (VE), eine real aufgetretene Dynamik, die einigermaßen repräsentativ für ein Durchschnittsjahr von Wind und Sonne darstellt, verwendet. Eingestellt wurde eine Stromerzeugung, die lediglich aus VE bestand. Alle Viertelstunde wurden die Leistungen aus den VE in das Netz, sowie die Leistungsflüsse in bzw. aus einem angenommenen LZS gerechnet. Damit ergibt sich ein Speicherverlauf (Ladezustand) wie Abb. 9-5 zeigt.

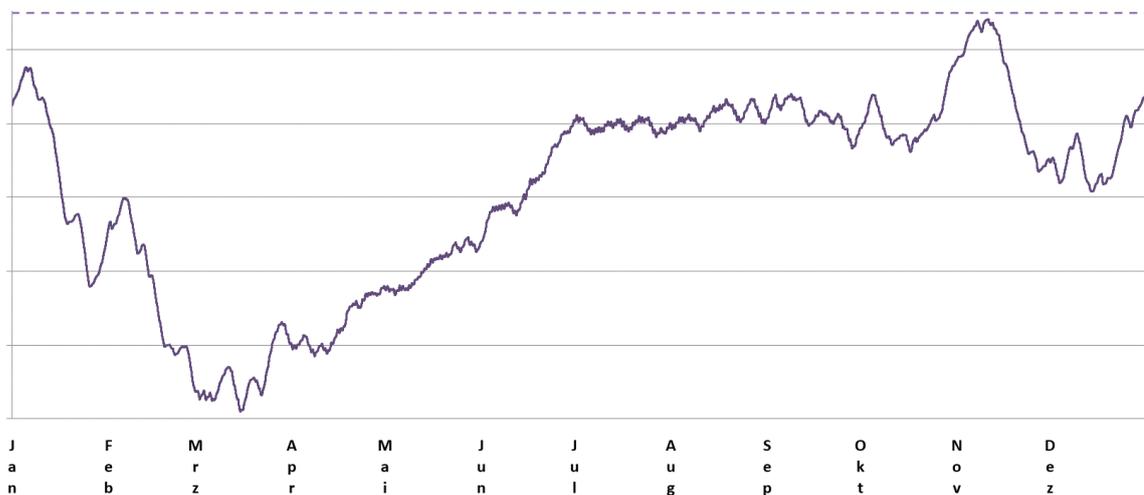


Abb. 9-5 Gespeicherte Energie im LZS über das Jahr

^A Ein solcher Denkansatz unterstellt, dass der Speicher gerade voll ist, wenn ein Dauerausfall von z.B. 2 Wochen eintritt. Ein solches Aufteilen in ein (digitales) Laden und Leeren ist aber unrealistisch, wie Abb. 9-6 zeigt.

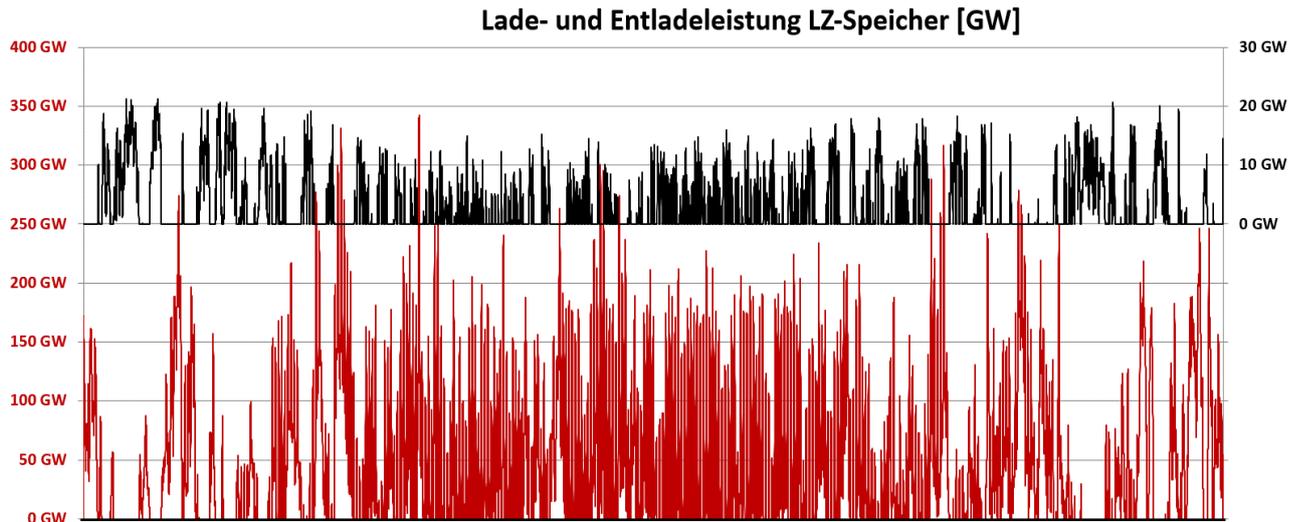


Abb. 9-6 Lade- und Entladeleistung

Hinweis: Durch die Nulllinie, die die Ladeleistung und die Entladeleistung trennt, scheint es, dass deutlich mehr geladen, als entladen wird. Das ist mit dem Wirkungsgrad des H₂-LZS (z.B. 0,25) zu erklären. Damit muss 4-fach mehr Strom zum Laden verwendet werden als zum Entladen zur Verfügung steht. Während die negativen Spitzen (Entladung) nur den maximal nachgefragten Strom liefern müssen, sind die positiven Spitzen sehr viel größer und werden im angenommenen Idealzustand ungekappt genutzt.

Mit dieser Modellierung, die dutzende Parameter der Stromversorgung berücksichtigt, konnten verschiedene Zusammenhänge durch konkrete Rechnungen ermittelt werden, die es erlauben, eine einigermaßen realitätsnahe Berechnung der Kenngrößen des H₂-LZS in vereinfachter Form vorzunehmen.

9.9.1 Der Idealfall

Der **Idealfall** einer gesicherten Stromversorgung, nur aus VE, ist gekennzeichnet durch:

- es liegt ein typisches VE-Ertragsjahr vor,
- es wird genau nur so viel volatile Energie erzeugt, wie für die gesicherte Stromversorgung und die Deckung der LZS-Verluste nötig ist,
- die VE-Erzeugung ist so einstellt, dass der Ladestand des LZS zum Jahresende genau dem zu Jahresbeginn ist (wie in Abb. 9-5),
- die Kapazität des LZS ist so einstellt, dass er im Jahresverlauf weder leer noch voll wird,
- die Ladeleistung des LZS ist unbegrenzt (wie in Abb. 9-6 dargestellt),
- das Verhältnis von installierter Leistung von Wind zu PV beträgt 1,
- es gibt keine regelbaren Stromerzeuger (wie Kohlekraftwerke), d.h. nur VE.

Für diesen Idealfall gilt:

Die **nötige Netto-LZS-Kapazität** beträgt 4,5% von der gesicherten Stromversorgung.

Beispiel: Es muss eine gesicherte Stromversorgung von 600 TWh/a ausschließlich aus VE bereitgestellt werden. Der nötige LZS (netto) ist 4,5% mal 600 TWh = 27 TWh.

Die **Verluste im LZS über das Jahr** (bei einem Wirkungsgrad von 0,25) betragen das 12,6-Fache der LZS-Kapazität.

Für das Bsp. wären das 340 TWh/a.

D.h. über das Jahr beträgt der Beitrag des LZS $340 \text{ TWh} * 0,25 / (1 - 0,25) = 113 \text{ TWh}$ oder:
die Kapazität des LZS wird rechnerisch etwa 4-mal im Jahr vollständig ins Netz entladen.

9.9.2 Die Berechnung der LZS-Kenngrößen

Der Idealfall liegt so natürlich nicht vor. Dies gilt auch für das durchschnittliche Jahr, das im Modell zunächst berechnet wird. Die entscheidenden Abweichungen bestehen darin,

1. dass steuerbare Kraftwerke enthalten sein können und
2. dass Überschüsse entstehen und gebraucht werden (um H₂ bzw. E-Fuels herzustellen).

Die gesicherte Stromversorgung besteht aus dem Kraftwerksanteil und der VE mit dem LZS-Anteil (→Abb. 4-4). Die regelbare Leistung von Kraftwerken kann herausgerechnet (d.h. abgezogen) werden, sodass allein die VE bleibt, die über den LZS zu einer gesicherten Stromversorgung führt.

Ist ein bestimmter VE-Überschuss nötig^A, so ist dieser in dem VE-Ertrag enthalten. Da aber bei steigendem Überschuss der Bedarf für die gesicherte Stromversorgung konstant bleibt und der Strom dafür prioritär aus der gestiegenen VE entnommen wird (direkte Einspeisung ins Netz), schrumpfen die Lücken, die durch den LZS auszugleichen sind.

**Mit wachsendem Überschuss reduziert sich der benötigte LZS in seiner Kapazität.
Auch die Verluste im LZS ändern sich.**

Dieser Zusammenhang wurde auf Basis realer VE-Daten ermittelt und mit einer Formel approximiert, sodass die Werte einfach berechenbar sind.

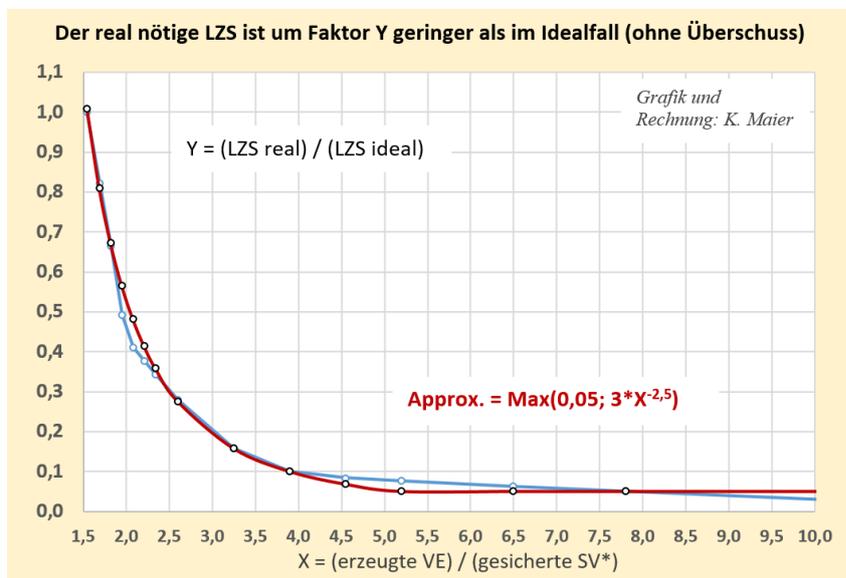


Abb. 9-7 Relative LZS-Kapazität bei Überschüssen

Die blaue Linie zeigt den Zusammenhang des real gerechneten Stromversorgungssystems.

Damit lässt sich die nötige Kapazität des LZS über das Verhältnis von erzeugter VE (inkl. Überschuss) zur gesicherten Stromversorgung^B ermitteln. Die Basis ist die LZS-Kapazität für den Idealfall.

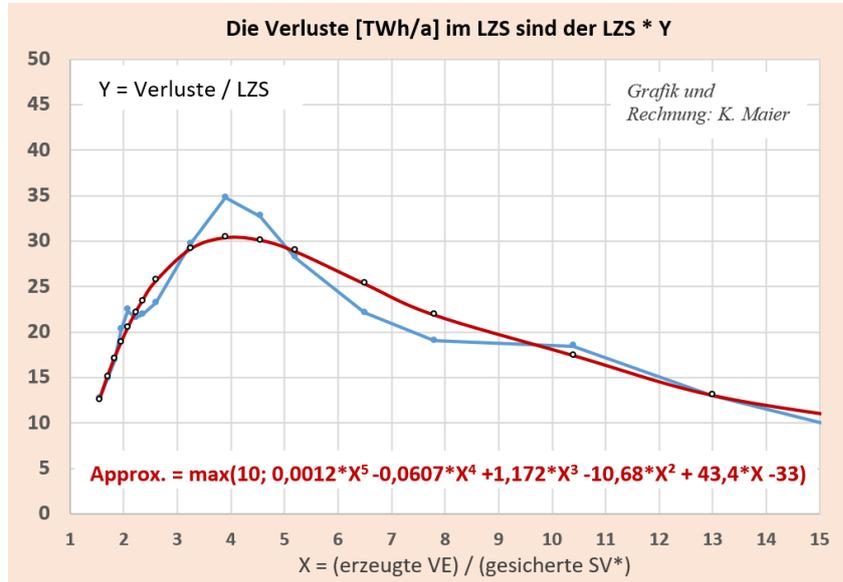
^A Für H₂ (Prozessgas, Erdgasersatz) und E-Fuel-Erzeugung.

^B Unter **gesicherte SV*** wird die gesicherte Stromversorgung verstanden, die aus VE und einem LZS besteht und keinen Beitrag von regelbaren Kraftwerken hat.

Der Idealfall ist hier der Beginn der Funktion mit dem $Y = 1$ bei $X = 1,55$.

Da hier Aussagen zur Netto-Kapazität gemacht werden, ist der Wirkungsgrad des LZS ohne Relevanz.

Die Berechnung der Verluste im LZS (bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 0,25) erfolgt über die Funktion, die in Abb. 9-8 erläutert ist.



Die Verluste im LZS sind abhängig von der Kapazität des LZS und dem Verhältnis der erzeugten VE zur gesicherten Stromversorgung.

Dieses Verhältnis ist für den Idealfall ca. 1,55 und die Verluste betragen dann das 12,6-Fache der Netto-LZS-Kapazität. Darin ist der Wirkungsgrad von 0,25 enthalten.

Abb. 9-8 Relative Verluste im LZS bei VE-Überschüssen

Hinweis: Da die gerechnete Realität (blaue Linie) durch stochastische Erzeugungswerte und begrenzte Effekte gekennzeichnet ist, ist es keine glatte Kurve.

Wenn auf diese Weise die Verluste (P_v) im LZS über das Jahr berechnet werden können, kann unter Kenntnis des Wirkungsgrades η auch die ins Netz aus dem LZS eingespeiste Energie P_o berechnet werden:

$$P_o = P_v \cdot \frac{\eta}{(1 - \eta)}$$

Für den Wirkungsgrad 0,25 beträgt der Faktor 0,333.

Beide Approximationen bieten ausreichende Genauigkeit, zumal an vielen anderen Stellen der Modellierung auch Unsicherheitsbereiche bestehen. Insgesamt kann es nur um eine Genauigkeit auf dem Niveau einer sorgfältigen Abschätzung gehen.

Die Berechnung des LZS berücksichtigt, mit den genannten Funktionen, die Abweichungen vom Idealfall. Das Ergebnis ist aber unter der Annahme eines typischen Falls (durchschnittlicher VE-Ertrag, typische Wetterstochastik) entstanden. Daher kommt noch ein gleitender Sicherheitszuschlag^A hinzu, um auch unter ungünstigeren Verhältnissen eine gesicherte Stromversorgung halbwegs autark zu garantieren. Dieser Sicherheitszuschlag wirkt auf den VE-Ausbau und auf die Kapazität des LZS.

^A Ist der VE-Anteil an der gesicherten Stromversorgung gering, d.h. andere (regelbare) Stromversorger leisten den Hauptanteil, sind Schwankungen des VE-Ertrages leicht ausgleichbar. Ist der Anteil jedoch hoch oder stellt die VE die alleinige Energiequelle dar, so muss der Sicherheitszuschlag entsprechend hoch (max. +20%) sein, um in schwachen Ertragsjahren eine gesicherte Stromversorgung garantieren zu können.

9.9.3 Nutzung der Gaskraftwerke zur Rückverstromung

Der nachstehende Zusammenhang wird zwar nicht für die energetischen oder Kostenberechnungen benötigt, gibt aber einen Einblick in die seltene Nutzung dieser Gaskraftwerke.

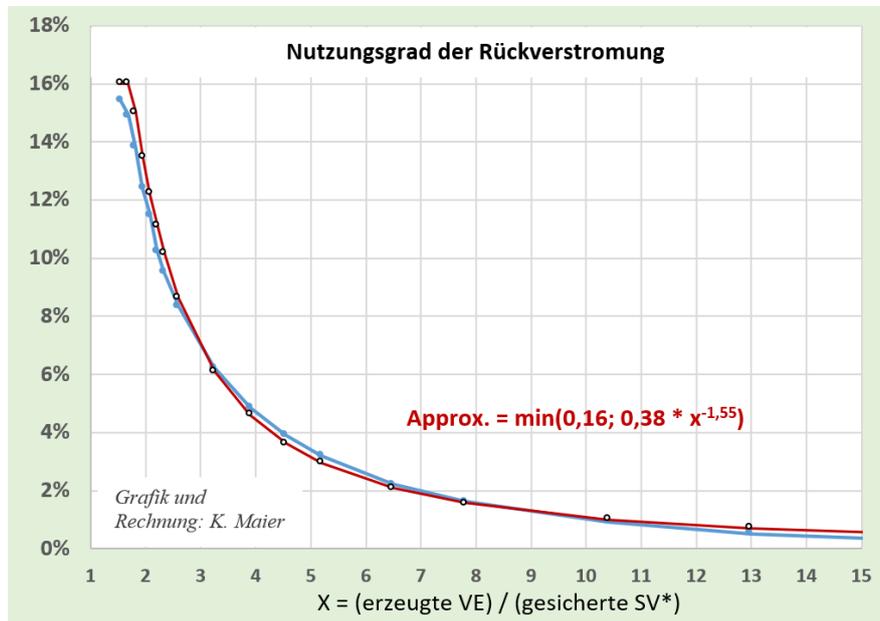


Abb. 9-9 Nutzungsgrad der Rückverstromung

Im Szenario 6 ist $X = 1,4$ (das Verhältnis erzeugter VE zu der gesicherten Stromversorgung). Damit werden die H_2 -Gas-KWs des LZS zu etwa 15% ihrer Kapazität eingesetzt. Bei Szenario 1 ist $X = 3,4$, sodass die Rückverstromung durchschnittlich nur 5% der vorgehaltenen (nötigen) Leistung nutzt.

Die bekannten Wirkungsgrade einer Gasturbine von bis zu 40% gelten für Vollast. Wie oben zu sehen, ist die zeitliche Nutzung der Turbine über das Jahr je nach VE-Überschüssen zwischen 15% und ggf. unter 5%. Damit fällt auch der durchschnittliche Wirkungsgrad. Dieser Effekt ist im Szenarien-Modell nicht berücksichtigt.

Berechnungen auf der Basis tatsächlicher Wetterstochastik konnte die Verteilung der Leistungsanforderungen an die Rückverstromung (für den Idealfall, s.o.) bestimmt und mit dem relativen Wirkungsgradverlust von Gasturbinen im Teillastbetrieb verknüpft werden. Damit wurde ein Faktor von 0,8 ermittelt. D.h. der maximale Wirkungsgrad der Gasturbine hat nur noch einen mittleren Wirkungsgrad über das Jahr, der 80% des maximalen Wirkungsgrades beträgt.⁶⁸ Der Wert von 0,8 ist nur geringfügig abhängig vom Verhältnis $VE/gesicherte SV^*$.

9.10 Verwendete Szenarien-Parameter

	S1 2040: EE, H2, autark	S2 2040: EE, KE, H2- Import	S3 2040: EE, Gas, Kohle, Öl, H2	S4 2040: EE, Gas, Öl, KE	S5 2040: EE,KE, Fossil- Import	S6 2050: Minus 80% CO2		
Übergeordnete Parameter								
Mittlerer Wirkungsgrad der Kohle/Gas-Verstromung	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
Importanteil der Kohle an der Stromerzeugung	50%	50%	50%	70%	50%	0,7		
mittlerer CO2-Ausstoß für Kraftstoffe, Erdgas [g/kWh]	250	250	250	250	250	250		
+/- Leistungsschwankung Biomasse, Laufwasser, Müll, Kohle-KWs zum VE-Ausgleich	80%	80%	50%	80%	30%	0,8		
+/- Leistungsschwankung der Gas-KWs zum VE-Ausgleich	90%	90%	90%	90%	80%	0,9		
+/- Leistungsschwankung der KKW zum VE-Ausgleich	0%	0%	0%	0%	0%	0		
Anteil der Kohle-KW-Einspeisung mit CCS	0%	0%	0%	0%	0%	0		
Erdgas-Fracking in Deutschland [Mrd. m³/a]	0%	0%	0%	0%	0%	0		
Grundlastfähige Netto-Stromerzeugung								
Strom aus Biomasse-, Wasser, Müll, Andere [TWh/a]	70	70	70	70	70	70		
Importierter Strom [TWh/a]	0	20	20	20	20	20		
Strom aus DE-Kernenergie [TWh/a]	0	100	0	100	100	100		
durchschnittlicher Kohle-Strom (vor ggf. CCS) [TWh/a]	0	0	150	0	150	0		
mittlerer ErdGas-KW (Strom) [TWh/a]	0	0	100	100	100	100		
Energieträger								
Nutzenergie beim Endkunde [TWh]								
originäre Stromanwendungen [TWh]								
Strom	Fernwärme mit Wärmepumpe	140	120	10	50	5	80	
	Hausheizung mit Wärmepumpe	250	130	60	120	40	210	
	Strom direkt	0	0	0	10	5	30	
	Prozesswärme Strom direkt	80	50	80	10	45	50	
	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	10	10	50	2	25	50	
	Strom mit Oberleitung für Bahn, Busse	25	25	20	40	15	25	
	Elektromobilität	90	30	60	40	30	130	
	sonstige mechanische Energie (Strom)	25	30	40	25	20	30	
	Sonstiges	Fernwärme (KWK) fossil	0	0	40	2	40	2
		Fernwärme aus Kernkraftwerken	0	40	0	40	30	40
Fernwärme aus industrieller Abwärme		40	40	40	40	40	40	
Fernwärme mit Biomasse		5	5	5	8	5	8	
Solarthermie		80	70	150	40	40	40	
Hausheizung mit Bio-masse		20	40	40	20	40	20	
H2 aus Deutschland	Gasheizungen	0	0	0	0	0	0	
	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	220	0	10	5	0	5	
	sonstige Industrierwärme	105	0	10	1	0	20	
	Gasfeuerungen	100	0	10	20	0	20	
	Verbrennungsmotor	40	0	15	5	0	5	
	Luftfahrt	10	0	5	5	0	5	
	sonstige mechanische Energie (Kraftstoff)	4	0	4	5	0	2	
	E-Fuels aus Deutschland	Ölheizungen	0	0	0	0	0	0
		Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	0	0	0	0	0	0
		sonstige Industrierwärme	0	0	0	0	0	0
Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)		90	0	0	5	0	10	
Luftfahrt (Kerosin)		90	0	0	5	0	2	
sonstige mechanische Energie (Kraftstoff)		50	0	0	5	0	2	
H2- Import	Gasheizungen	0	100	20	0	0	0	
	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	0	50	20	0	0	50	
	sonstige Industrierwärme	0	40	10	10	0	80	
	Gasfeuerungen	0	310	10	0	0	0	
	Verbrennungsmotor	0	30	10	5	0	5	
	Luftfahrt	0	0	0	5	0	5	
	sonstige mechanische Energie (Kraftstoff)	0	0	4	5	0	2	
E-Fuels importiert	Ölheizungen	0	0	20	0	0	0	
	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	0	20	0	0	0	0	
	sonstige Industrierwärme	0	20	0	0	0	0	
	Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)	0	150	20	5	0	10	
	Luftfahrt (Kerosin)	0	100	0	5	0	20	
	sonstige mechanische Energie (Kraftstoff)	0	60	0	5	0	10	
fossile Kraftstoffe, Erdgas Importiert	Gas-, Ölheizungen	0	0	180	230	320	100	
	Industrie (Zement, Chemie, Stahl)	0	0	0	80	60	60	
	sonstige Industrierwärme	0	0	50	70	70	70	
	Gasfeuerungen	0	0	260	310	310	110	
	Verbrennungsmotor (Diesel, Benzin)	0	0	100	150	185	30	
	Luftfahrt (Kerosin)	0	0	90	70	90	50	
	sonstige mechanische Energie (Kraftstoff)	0	0	40	30	65	40	

9.11 Parameter für Kostenabschätzung

		Kosten-Parameter	Pos
H2-Langzeitspeicher	Betriebskosten Elektrolyse je install. kW [€/a]	90,0	1
	Kavernenkosten je ein+ausgespeichertes kgH2, inkl. Netzanteil [€/kg]	1,8	2
	Investition H2-Gas-KW inkl. Finanzierung [Mill.€/MW]	1,2	3
	Nutzungsdauer H2-Gas-KW [Jahre]	30,0	4
	Betriebskosten von Invest.	4,0%	5
Netz	jährliche Mehrkosten für Netzverstärkung und Betrieb wegen VE [Mill. €/GW]	450	6
Regelenergie	Lebensdauer stationäre Batt. [Jahre]	12	7
	Stationäre Batt. für Ersatz Momantanreserve, Regelenergie inkl. Finanzierung [€/kWh]	680	8
	Haltezeit für den volatilen Anteil an gesicherter Stromversorgung [min.]	30	9
Offshore	Gestehungskosten (inkl. allem) [€/kWh]	0,13	10
	Anteil am VE-Ertrag [%]	20%	11
Dach-PV	Anteil an der gesamten PV-Leistung [%]	50%	12
	PV-Invest. Kosten (inkl. Zins) [€/kWp]	1630	13
	Lebensdauer PV-Panele [Jahre]	24	14
	Mittlerer Batterieanteil [kWh/kWp]	0,7	15
	Batterie-Invest.Kosten (inkl. Zins) [€/kWh]	815	16
	Lebensdauer Batterie [Jahre]	12	17
	Betriebskosten PV, Batt. (bezogen auf Invest.) [%]	2,6%	18
Freiflächen-PVA	Gestehungskosten [€/kWh]	0,05	19
WEA Onshore	Gestehungskosten [€/kWh]	0,075	20
	Anteil an VE-Ertrag [%]	40%	21
Konventionelle Kraftwerke	Gestehungskosten Kohle ohne CO2-Kosten [€/kWh]	0,04	22
	Gestehungskosten Kernkraft [€/kWh]	0,03	23
	Gestehungskosten Gas ohne CO2-Kosten [€/kWh]	0,06	24
	Kosten Importstrom [€/kWh]	0,08	25
Biomasse, Wasser, etc.	Gestehungskosten [€/kWh]	0,11	26
Heimische Energieträger	Herstellung E-Fuels ohne Strom [€/kWh]	0,35	27
	Herstellung Wasserstoff ohne Strom [€/kWh]	0,24	28
	Fernwärme (KWK, Abwärme) [€/kWh]	0,18	29
Importe	Wasserstoff [€/kWh]	0,19	30
	E-Fuels [€/kWh]	0,3	31
	Erdgas [€/kWh]	0,03	32
	Kraftstoffe [€/kWh]	0,09	33
erhöhte Investitionskosten umgelegt auf Verbrauch	Wärmepumpe statt Öl-, Gasheizung ohne Strom [€/kWh]	0,072	34
	E-PKW statt Verbrenner ohne Strom [€/kWh]	0,3	35

Tabelle 9-4 Kostenparameter

Diese Parameter sind eine Einschätzung für das Jahr 2040. CO₂-Kosten sind nicht enthalten, da diese volkswirtschaftlich einen internen Umlaufposten darstellen.

Hinweis: Die unten genannten Pos a bis t beziehen sich auf die Tabelle 7-1.

Pos	Erläuterungen
1	Angesetzt: 800 €/kW (inkl. Gebäude), finanziert über 15 Jahre mit 5% (mal 1,45), mit Nutzungsdauer von 20 Jahren (/20) macht pro Jahr: 58 €/kW/a, plus 4% Betriebskosten macht jährlich 90 € pro kW installierter Elektrolyseleistung
2	1,5 €/kg als Durchschnittswert ⁶⁴ mit angenommenen 20% Aufschlag für H ₂ -Netzkosten

Pos	Erläuterungen
3	Üblicher Wert: 1 Mill.€/MW für Erdgas. Mit 20% angenommenen Aufschlag für H2-Ready.
4	angenommen
5	üblicher Wert bei Karftwerken
6	Die Netzentgelte betragen 2021 0,0823 €/kWh. Bei insgesamt 550 TWh sind das 45,265 Mrd.€/a. Dieses Netz kann mit grob 100 GW umgehen. Damit kostet 1 GW rechnerisch 452 Mill.€/a. Die Verstärkung des Netzes um x GW kann somit als Zusatzkosten bestimmt werden (Pos e).
7	Wenn immer mehr konventionelle Kraftwerke wegfallen (bis am Ende keine mehr vorhanden sind, die dauernd laufen und Momentanreserve, sowie Regelenergie liefern), muss dies mit stationären Batteriespeichern kompensiert werden. Nach der hier angegebenen Lebensdauer sind die Batterien zu ersetzen und erfordern erneut die Investition.
8	Wenn man 500 € Investitionskosten (stationäre Batterie mit anteilig Gehäuse und Leistungselektronik) ansetzt und diese mit 6% über 10 Jahre finanziert, ergibt dies 680 €.
9	Die Batteriespeicher brauchen nur kurzzeitig einen Energieausgleich zu leisten. Daher wurden hierfür 30 Minuten angesetzt.
10	ISE ⁶⁹ gibt 8 bis 12 ct/kWh an. Dabei sind das die reinen Anlagenkosten. Die Netzanbindung kommt hinzu. Außerdem sind die Materialkosten deutlich gestiegen, sodass 13 ct/kWh angesetzt wurde.
11	Unter Abwägung des aktuellen Anteils und der Ausbau-Potenzialgrenzen wurde 20% an der VE angesetzt.
12	Die installierte PV-Leistung soll für 2040 ca. 50% durch Dach-PV und 50% durch Freiflächen-PV gebildet werden.
13	10 kWp kosten ca. 15.000€ (https://www.eon.de/de/pk/solar/photovoltaik-kosten.html), d.h. pro 1 kWp ca. 1.500€ künftig ca. 1.200 €/kWp. Finanziert mit 6% über 10 Jahre: 1.630 €.
14	Nach 20 Jahren muss die PV-Anlage ausgetauscht werden.
15	Pro 1 kWp werden 0,7 kWh Batteriespeicher (Mittelwert über Deutschland) angenommen.
16	Geht man künftig von 600 €/kWh (heute 800 €/kWh) ⁷⁰ aus und finanziert dies mit 6% über 10 Jahre, so ergibt das 815 €/kWh.
17	Nach 12 Jahren muss die Batterie ausgetauscht werden, d.h. 2 Batterien für eine PV-Anlage.
18	Sowohl die PV-Anlage als auch die Batterie benötigen Wartung.
19	Die Gestehungskosten (Quelle ISE, wie oben, Seite 4, Abb. 2) werden mit 5 ct/kWh angesetzt. Sie beinhalten Pachtkosten für das Land.
20	Auch die Onshore-Anlagen haben künftig unter erhöhten Materialkosten zu leiden. Pachtkosten für das Land betragen 5 bis 8% der Stromgestehungskosten. Daher werden 0,075 €/kWh angesetzt.
21	Unter Abwägung des aktuellen Anteils und der Ausbau-Potenzialgrenzen wurde 40% an der VE angesetzt. Bei dieser Verteilung Wind/PV kann der Langzeitspeicher klein gehalten werden.
22	Wie heute. Es gibt zwar Gründe, warum die Werte bis 2040 steigen, es gibt aber auch Gründe, warum sie fallen könnten. Daher werden sie als konstant angenommen.
23	
24	
25	Der Importstrom (z.T. auch aus Pumpspeicherkraftwerken) ist teurer als die inländischen Stromgestehungskosten, da hier Gewinne und Netzkosten hinzukommen.
26	ISE sagt: „Die Stromgestehungskosten von Biogas betragen bei Substratkosten von 3,84 ct/kWh _{th} zwischen 8,45 und 17,26 ct/kWh.“ Gewählt wurde 13 ct/kWh für Biogas und 0,07 €/kWh Wasserkraft. Die Mischkosten betragen daher: 0,11 €/kWh.
27	Geschätzt.
28	H ₂ -Gutachten ¹⁷ , Seite 64, Industriepreis, beinhaltet Transportkosten und die Energie dafür.
29	Durchschnittspreis für Fernwärme beträgt heute 0,16 €/kWh für 2040 mit 0,18 €/kWh geschätzt.

Pos	Erläuterungen
30	H ₂ -Gutachten ¹⁷ , Seite 88, Industriepreis, beinhaltet Transportkosten und die Energie dafür.
31	Geschätzt.
32	STATISTA 2019 pro Monat: Import 2,2 Mrd.€ für 550.000 TJ = 153 TWh(th) →1,44ct/kWh. Unter Wiederherstellung der alten Bezugsquellen werden für 2040 bei einer Verdopplung auf 0,03 ct/kWh geschätzt.
33	Geschätzt nach Wiederherstellung der alten Bezugsquellen.
34	Mittlere Mehrkosten für Wärmepumpe 15.000 € verzinst (5%, 10 Jahre) über 30 Jahre, abgeschrieben: 650 €/a. Wärme pro Haushalt ca. 9.000 kWh/a, d.h. 0,072 €/kWh.
35	Angenommen wurden Mehrkosten von 10.000€ für die Anschaffung und den Batterieersatz nach 8 bis 10 Jahren. Verteilt auf 15 Jahre sind das 667 €/a: Bei 15 kWh/100km mal 15.000 km/a = 2250 kWh/a oder 0,30 €/kWh.

9.12 Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1 Spannungsfelder	4
Abb. 3-1 Primärenergie bis Nutzenergie	12
Abb. 3-2 Szenarien S1-S6 mit verwendeten Energiequellen	15
Abb. 4-1 Modellierung der Szenarien	16
Abb. 4-2 Funktionalität Langzeitspeicher	18
Abb. 4-3 Aufteilung der Energieflüsse	19
Abb. 4-4 VE als Teil der Energieversorgung	20
Abb. 6-1 Übersicht der wichtigsten Kennwerte	25
Abb. 6-2 CO ₂ -Emissionen, VE-Ausbau und Kraftwerksleistungen	26
Abb. 6-3 Eingesetzte Energieträger	27
Abb. 6-4 Endenergien und Stromerzeugung aus Deutschland	28
Abb. 6-5 Importierte Energieträger	28
Abb. 6-6 Energieverwendung S1	32
Abb. 6-7 Gesicherte Stromversorgung S1	32
Abb. 6-8 Verwendung VE bei S1	32
Abb. 6-9 S1 bei kalten Wintern	33
Abb. 6-10 Energieverwendung S2	34
Abb. 6-11 Gesicherte Stromversorgung S2	34
Abb. 6-12 Verwendung VE bei S2	34
Abb. 6-13 S2 bei kalten Wintern	35
Abb. 6-14 Energieverwendung S3	36
Abb. 6-15 Gesicherte Stromversorgung S3	36
Abb. 6-16 Verwendung VE bei S3	36
Abb. 6-17 S3 bei kalten Wintern	37
Abb. 6-18 Energieverwendung S4	38
Abb. 6-19 Gesicherte Stromversorgung S4	38
Abb. 6-20 Verwendung VE bei S4	38
Abb. 6-21 S4 bei kalten Wintern	39
Abb. 6-22 Energieverwendung S5	40
Abb. 6-23 Gesicherte Stromversorgung S5	40
Abb. 6-24 Verwendung VE bei S5	40
Abb. 6-25 S5 bei kalten Wintern	41
Abb. 6-26 Energieverwendung S6	41
Abb. 6-27 Gesicherte Stromversorgung S6	42
Abb. 6-28 Verwendung VE bei S6	42
Abb. 6-29 S6 bei kalten Wintern	42
Abb. 7-1 Kostenanteile	48
Abb. 7-2 CO ₂ -Bepreisung	48
Abb. 7-3 Kosten der Energieversorgung	50
Abb. 9-1 Prozess der Modellierung	56
Abb. 9-2 Einsatzgebiete von Erdöl und fossilen Rohstoffen in der Chemie	70
Abb. 9-3 Metallbedarf für Energiequellen	75
Abb. 9-4 Kritische Materialien für Stromerzeuger	75
Abb. 9-5 Gespeicherte Energie im LZS über das Jahr	76
Abb. 9-6 Lade- und Entladeleistung	77
Abb. 9-7 Relative LZS-Kapazität bei Überschüssen	78
Abb. 9-8 Relative Verluste im LZS bei VE-Überschüssen	79
Abb. 9-9 Nutzungsgrad der Rückverstromung	80

9.13 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1 Stromspeicher.....	17
Tabelle 6-1 S1 mit vorwiegend Kernenergie	44
Tabelle 6-2 S2 mit vorwiegend Kernenergie	44
Tabelle 7-1 Volkswirtschaftliche Kosten	45
Tabelle 9-1 Einsparung von Endenergie	57
Tabelle 9-2 Mindestanforderungen	72
Tabelle 9-3 Zielebewertung.....	73
Tabelle 9-4 Kostenparameter.....	82

9.14 Quellen und Hinweise

- ¹ Der heutige CO₂-Preis von 45 €/Tonne entspricht bei 700 Mill. t CO₂/a etwa 32 Mrd. € pro Jahr.
- ² <https://magentacloud.de/s/5r2CTCzSSpZzjDs>, Klaus Maier, „Wald als Kohlenstoffsénke“
- ³ 1. Quelle: https://de.wikipedia.org/wiki/Direct_Air_Capture, Die Angaben haben extreme Spannweiten. U.a. heißt es: „Die theoretische Mindestenergie, die zur CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft benötigt wird, beträgt ca. 250 kWh pro Tonne CO₂. Die Abscheidung aus Erdgas- und Kohlekraftwerken erfordert ca. 100 bzw. 65 kWh pro Tonne CO₂.“ Das ist ein sehr niedriger Wert.
2. Quelle: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>, Abschnitt Energy, dort kann für Liquid DAC 1,5 TWh für 1 Mill. t CO₂ abgeleitet werden, entsprechend 1500 kWh/t.
- ⁴ Ein Referenz-Szenario mit den realen Werten des Jahres 2019 erlaubt zwar den Plausibilitätscheck der Modellierungsergebnisse, aber aufgrund der komplexen Verhältnisse bei den stochastischen Schwankungen der VE, sowie der vereinfachenden Parameter der Kraftwerke (zulässige Leistungsschwankung) haben die damit errechneten Kennwerte lediglich eine, zur Beurteilung des Szenarios, ausreichende Genauigkeit.
- ⁵ In dieser Untersuchung geht es nur um den CO₂-Ausstoß, der durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern entsteht.
- ⁶ Hierzu gab es getrennte Untersuchungen, die die Zusammenhänge mit einer typischen VE-Stochastik mit einfachen Parametern beschreiben lassen.
- ⁷ D.h. die Funktionalität *Langzeitspeicher* wird realisiert aus: Elektrolyseuren, die aus Strom Wasserstoff erzeugen, aus H₂-Speichern, also Kavernen mit Kompressoren und Pumpen und einer Rückverstromung, die durch H₂-Gas-Kraftwerke vorgenommen wird. Jeder dieser Prozessschritte zur Bildung der Speicherfunktionalität bedingt Energieverluste.
- ⁸ Anlagen in Brokdorf, Emsland, Grohnde, Neckarwestheim-2 und Isar-2 mit insgesamt 7 Gigawatt installierter Leistung.
- ⁹ Z.B. vertreten durch Prof. Vahrenholt und Prof. Ganteför.
- ¹⁰ Man kann sich auch vorstellen, dass der Energiebedarf durch zusätzliche Kraftwerke aufgebracht wird, damit unverändert die gleiche Energie ins Netz eingespeist werden kann. Sind diese Kraftwerke Kohlekraftwerke, erzeugen diese ebenso zusätzliches CO₂...
- ¹¹ Ein Ausbau der VE auf mehr als das 3-Fache ist, unter halbwegs noch akzeptablen Randbedingungen (Vogelschutz und Abstand zu Gebäuden), nicht möglich. Siehe: <https://www.relook-climate.de/post/flächenverbrauch>
- ¹² Bereits der 3-fache Ausbau ist kaum vorstellbar. Der 5-fache Ausbau würde bedeuten, dass Abstände zur Wohnbebauung und der Vogelschutz völlig aufgegeben werden müsste.
- ¹³ Der Strombedarf für den H₂-Transport bewegt sich zwischen 30 TWh/a (5 Mill. t) bis ca. 200 TWh/a (35 Mill. t). Klaus Maier, Gutachterliche Stellungnahme zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz (2021), Seite 62 -64.
- ¹⁴ https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/1828/live/lw_datei/2021_11_ariadne_hintergrund_co2-preisentwicklung_november21.pdf aus 2021
- ¹⁵ <https://www.salonkolumnisten.com/wie-realistisch-ist-ein-deutscher-atomeinstieg/>
- ¹⁶ <https://www.youtube.com/watch?v=LaTWZF3JYqQ>
- ¹⁷ Klaus Maier, Gutachterliche Stellungnahme zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz (2021), Seite 62, <https://www.anderweltonline.com/klartext/klartext-20231/der-transport-von-wasserstoff-aus-australien-ist-moeglich-aber/>
- ¹⁸ „Wie komplex ist unsere Energieversorgung?“, <https://magentacloud.de/s/5M6q8QkecQtskTE>

- ¹⁹ <https://www.relook-climate.de/post/flaechenverbrauch>
- ²⁰ Dipl. Ing. Klaus Maier, Dr. Andreas Geisenheiner, „Wie komplex ist unsere Energieversorgung?“, <https://magentacloud.de/s/5M6q8QkecQtskTE>
- ²¹ siehe das Buch von Hans von Storch, „Der Mensch-Klima-Komplex“
- ²² Dazu gehört das aktuelle Gebäudeenergiegesetz (GEG, 2024). Nach offiziellen Angaben sollen damit bis 2030 54 Mill. t CO₂ eingespart werden. Die dafür nötigen Investitionen werden mit zwischen 2.000 und 3.000 Mrd.€ geschätzt. Wenn man diese Investition auf 20 Jahre verteilt, sind das 100 - 150 Mrd.€/a. Dafür werden 9 Mill. t/a eingespart. Das macht Vermeidungskosten von 10.000 bis 15.000 €/t. Dem steht eine CO₂-Abgabe von 50€/t entgegen. Dabei geht es doch um effiziente Maßnahmen zur Einsparung.
- ²³ Dabei sind in diesem Papier die erheblichen volkswirtschaftlichen Auswirkungen mit der Verarmung der Menschen nicht erörtert worden. Dies wird die Ablehnung der Energiewende besiegeln.
- ²⁴ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240430-g7-staaten-kohleausstieg-mitte-2030er-jahre.html>
- ²⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>
- ²⁶ <https://www.youtube.com/watch?v=trYO5KtLqOQ> , Minute 18
- ²⁷ 2023: 37 GW mit 35% Nutzung = 113 TWh, 2019: 43 GW mit 40% Nutzung = 150 TWh
- ²⁸ <https://www.welt.de/wirtschaft/energie/plus250281198/Habeck-bricht-das-CCS-Tabu-der-Gruenen-und-legt-sich-wieder-mal-mit-allen-an.html> und https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/230919_uba_pos_ccs_bf.pdf
- ²⁹ [https://de.wikipedia.org/wiki/CO2-Abscheidung_und_-Speicherung#Speicherung_\(Sequestrierung,_Lagerung\)](https://de.wikipedia.org/wiki/CO2-Abscheidung_und_-Speicherung#Speicherung_(Sequestrierung,_Lagerung))
- ³⁰ <https://www.granthornton.de/themen/2023/CCS-Technologie/>: „... Es gibt verschiedene Technologien zur Abscheidung, einschließlich post-combustion (Trennung nach der Verbrennung), pre-combustion (Trennung vor der Verbrennung) und oxyfuel (Trennung unter Verwendung von reinem Sauerstoff). ...“
- ³¹ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=10 , Seite 21
- ³² https://leibniz-institut.de/archiv/bossel_27_10_09.pdf , Seite 3
- ³³ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=10 , Seite 32
- ³⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf>
- ³⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf> , Seite 17
- ³⁶ Man stelle sich die Lagerung z.B. in Norwegen vor (ist ein Angebot). Welcher wahnsinnige Aufwand, technisch, energetisch und hinsichtlich Kosten das bedeutet.
- ³⁷ https://de.wikipedia.org/wiki/CO2-Abscheidung_und_-Speicherung : "Ein Steinkohlekraftwerk hat einen Wirkungsgrad von ca. 45 %, durch die CO₂-Abscheidung sinkt der Wirkungsgrad auf dann ca. 33–37 %, was einen um bis zu ca. 35 % höheren Kohleverbrauch für dieselbe Stromproduktion bedeutet." Wenn man das CO₂ noch verflüssigen, transportieren und unter hohem Druck speichern will, wozu auch Strom benötigt wird, so kann man von 40... 45% ausgehen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen> spricht von bis zu 40%. Dabei ist unklar, ob darin die gesamte Prozesskette bis zum Endlager enthalten ist. Gewählt wurde 42%.
- ³⁸ Auch: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=10 , Seite 20f und <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf> , Seite 16
- ³⁹ https://de.wikipedia.org/wiki/CO2-Abscheidung_und_-Speicherung; Dort steht: „[...] Keines dieser Abscheideverfahren hat bisher eine CO₂-Abscheidequote von über 90 % im großtechnischen Maßstab gezeigt. [...] Nur etwa 70 % der CO₂-Emissionen werden tatsächlich vermieden. [50]“ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen> spricht von 65 bis 80% Abscheidequote. siehe auch: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf> , Seite 16 Gewählt wurde 85%.
- ⁴⁰ Sehr ausführliche Abhandlung zur Geothermie: <https://www.energie-chronik.de/110110d1.htm>
- ⁴¹ <https://www.tichyseinblick.de/kolumnen/lichtblicke-kolumnen/ampel-erdgas-wasserstoff-kraftwerksstrategie/> „[...] Vier mal 2,5 Gigawatt (GW) installierter Leistung an Gaskraftwerken sollen „kurzfristig“ ausgeschrieben werden, wobei diese 10 GW deutlich weniger sind, als beispielsweise der BDEW (15 GW), das Energiewirtschaftliche Institut der Uni Köln (EWI, 23 GW) und der BDI (43 GW) einschätzten. [...]“

- 42 https://www.achgut.com/artikel/die_kohle_bleibt_ampel_halbiert_gaskraftwerksplaene
 „[...] Sieben Jahre für das Erstellen von 40 Ausschreibungen, die Suche nach 40 Investoren, das Finden von 40 geeigneten Standorten, das Projektieren von 40 Kraftwerken, 40 Planfeststellungsverfahren und Genehmigungen, die Suche geeigneter Auftragnehmer, die 40 Kraftwerke entwickeln und bauen (es gibt weltweit eine Handvoll, die das könnten), die Erschließung der 40 Standorte mit zugehöriger Infrastruktur, Gas- und Netzanschluss sowie Betriebspersonal, der Bau und Inbetriebsetzung der 40 Kraftwerke und nicht zuletzt die Bereitstellung von genügend Gas für 40 große Gaskraftwerke gleichzeitig. [...]“
- 43 Als konsequente Folge hat die EU mit der Richtlinie 2015/1513/EU die Reduktion und am Ende (2030) den Auslauf der Verwendung von Biokraftstoffen wie Palmölmethylester (Biodiesel) und hydriertes Pflanzenöl aus Palmöl (HVO) vorgesehen.
- 44 <https://efuel-today.com/wie-werden-e-fuels-hergestellt/> : „[...] Große Spieler auf diesem Feld sind beispielsweise Mabanaf, Porsche und HIF, die gemeinsam in Chile derzeit Produktionskapazitäten von bis zu 500 Millionen Liter E-Fuels pro Jahr umsetzen.“ Geht man in 2040 von der doppelten Weltproduktion von heute für Deutschland aus, so heißt das: bei 1000 Mill. Liter zu je 10 kWh(th) wären das 10 TWh(th), die allein Deutschland herstellen würde. Das entspricht bei der Mobilität bei einem Wirkungsgrad von 0,33 ca. 3 TWh Arbeit.
- 45 Warmwasserspeicher müssen zur Legionellenabwehr regelmäßig auf min. 55°C aufgeheizt werden.
- 46 Angenommen sind 30% Nieder- und 70% Hochtemperaturtechnik. $0,7 \cdot 2,5 \cdot 0,8 + 0,3 \cdot 3,5 \cdot 0,9 = 2,3$.
<https://www.fernwaermeversorgung.stadtwerke-bernburg.de/fernwaerme-in-bernburg/netzverluste-der-fernwaerme.html>)
- 47 Die Pumpspeicher belegen in der Zeitdimension eine Zwischenposition zwischen dem Batteriespeicher (KZS, Kurzzeitspeicher, für Sekunden/Minuten) und dem Langzeitspeicher (LZS, für Monate/Jahre) dar. Ein solcher Mittelzeitspeicher (MZS) speichert für Stunden/Tage. Zur Gruppe der MZS sind auch große thermische Speicher einzuordnen. Solch ein Konzept wird z.B. von der DLR, die sogenannte Carnot-Batterie, vertreten
https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2020/03/20200914_carnot-batterie-mit-dampfkraft).
- 48 Die heutige Speicherkapazität beträgt ca. 280 TWh_{th} Erdgas in den deutschen Kavernenspeichern. Bei einem Energieverhältnis von 0,2 [H₂/CH₄] bei 150 bar*) bei gleichem Volumen entspricht dies einer H₂-Kapazität von ca. 55 TWh_{H₂}. Mit einem Verstromungswirkungsgrad von 0,4 erhielte man 21 TWh_{el}.
 *) Bei 150 bar: CH₄ hat 130 kg/m³ und H₂ hat 11,5 kg/m³; mit 14 bzw. 33 kWh/kg ergibt sich für einen m³: 1820 kWh (CH₄) und 379 kWh(H₂) thermisch. Das ist ein Faktor von 0,2 [H₂/CH₄].
- 49 Klaus Maier, Flächenverbrauch von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland,
<https://www.relook-climate.de/post/flaechenverbrauch>. Aussagen: In 6 Flächenländern wurde ein max. Ausbau vom 3,7-Fachen erreicht, der 5% der Landesfläche benötigte. Um das 4-Fache zu erreichen, wurde der Vogelschutz (500 m) und der Abstand zur Wohnbebauung (400 m) stark reduziert.
- 50 https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- 51 Bei angegebener Elektrolyseleistung, einem Wirkungsgrad von 0,65 wären das bei 90% Nutzungsgrad 51 TWh_{H₂}. Woher soll dafür der konstante Strom herkommen? Wenn man aber die H₂-Erzeugung ausschließlich zur Nutzung von Überschussenergien einsetzt, geht es um Nutzungsgrade von 10 bis max. 20%, also nur 5,7 bis 11,4 TWh_{H₂}, oder 0,345 Mill. t H₂. Diese muss man in Bezug setzen zu den benötigten 36 Mill. t (siehe: Endnote 54, S. 61)
- 52 <https://www.tichyseinblick.de/kolumnen/lichtblicke-kolumnen/gruener-wasserstoff-deutschland/>;
 Wenn etwa ein Überschuss in der gleichen Größenordnung erzeugt wird, wie VE für die Stromversorgung benötigt wird, so beträgt der Nutzungsgrads (ca. 11%) der Überschussleistung weniger als die Hälfte des Nutzungsgrad der VE-Leistung für die Stromversorgung (ca. 24%).
- 53 So hat die Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie 2023 geschrieben „Hierzu wird das heimische Elektrolyseziel von 5 GW auf mindestens **10 GW** bis 2030 verdoppelt.“ https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Bis Feb. 2024 waren von den 10 GW gerade mal 66 MW installiert. <https://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/709027/habecks-wasserstoff-strategie-dumm-duemmer-deutsche-energiewende>
- 54 Klaus Maier, Gutachterliche Stellungnahme zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz (2021), Seite 61
- 55 <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Gruener-Wasserstoff-Raffinerie-Heide-bricht-Vorreiter-Projekt-ab,wasserstoff480.html#:~:text=Drei%20Jahre%20nach%20Beginn%20des,Elektrolyse-Anlage%20wird%20nicht%20gebaut.&text=Die%20drei%20Unternehmen%20Raffinerie%20Heide,werden%20keinen%20sogenannten%20Elektrolyseur%20bauen.>
- 56 <https://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/709027/habecks-wasserstoff-strategie-dumm-duemmer-deutsche-energiewende>
- 57 https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf
- 58 1 TWh_{el} Output bedeutet bei einem Wirkungsgrad von 0,25 (Output_{el}/Input_{el}) 4 TWh für H₂, entsprechend 79 Mill. kg H₂ pro TWh_{el}. Bei 1,5€/kg = 118 Mill.€/TWh_{el}. Wird eine mittlere Ausspeichermenge von z.B. dem 5-Fachen der LZS-

Kapazität unterstellt, so bedeutet das bei S6 eine Ausspeichermenge von $5 \cdot 49$ TWh. Das sind Kosten von ca. 29 Mrd. €/a, die sich auf 950 TWh/a Stromversorgung verteilen, somit 2,7 ct/kWh.

⁵⁹ Mal 3 wegen des Wirkungsgrades $H_2 \rightarrow$ mechanische Arbeit

⁶⁰ <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-der-chemischen-industrie.pdf>

⁶¹ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), in <https://www.bundestag.de/re-source/blob/644154/889aae5fb78d87042e942a3774f4df1d/WD-5-033-19-pdf-data.pdf>

⁶² <https://www.chemie.de/news/1182214/wasserstoffproduktion-von-110-millionen-tonnen-pro-jahr-fuer-2030-erwartet.html>

⁶³ Dabei ist der Energieaufwand für die CO_2 -Gewinnung aus der Luft nicht eingerechnet. Nur wenn das CO_2 aus der Luft entnommen wird, ist das synthetische Methan CO_2 -neutral. Kommt das CO_2 aus der Abscheidung von Rauchgasen, so macht das CO_2 nur einen zeitverzögerten Umweg über das Methan in die Luft.

⁶⁴ https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf

⁶⁵ Klaus Maier, Flächenverbrauch von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland, <https://www.relook-climate.de/post/flaechenverbrauch>

⁶⁶ Aus: <https://www.tech-for-future.de/umwelt-energie/>

⁶⁷ <https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/mineral-requirements-for-electricity-generation.aspx>

⁶⁸ Im Modell wurde der durchschnittliche Wirkungsgrad der Gasturbinen mit 30% angesetzt.

⁶⁹ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>; DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

⁷⁰ <https://pro-ec.de/photovoltaik/stromspeicher-kosten-preise-2023/#:~:text=Ein%20Speicher%20mit%2010%20Kilowattstunden,wird%20die%20Speicherkapazität%20pro%20Kilowattstunde.>