



Dezember 2024

Impuls

Kernspaltung, Erdgas, Geothermie, Kernfusion Welche Rolle spielen Grundlastkraftwerke in Zukunft?

P. Stöcker | B. Erlach | S. Wurbs | F.-D. Drake | M. Fischedick | J. Hanson | H.-M. Henning |
W. Kiewitt | J. Kreusel | A. Moser | W. Münch | K. Pittel | A. Reuter | D. U. Sauer |
W.-P. Schill | H. Spliethoff | C. Stephanos | C. Weber | A. Weidlich

Impuls



Inhalt

Abkürzungen und Glossar	4
1 Einleitung	7
2 Was sind Grundlastkraftwerke?	9
2.1 Kernkraftwerke	11
2.2 Erdgas-Kombikraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung	13
2.3 Geothermische Stromerzeugung	15
2.4 Kernfusionskraftwerke	17
3 Bedeutung von Grundlastkraftwerken im Energiesystem	19
3.1 Klimaneutrale Szenarien ohne und mit Grundlastkraftwerken	19
3.2 Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit	21
Exkurs: Der Unterschied zwischen volks- und betriebswirtschaftlicher Betrachtung	23
3.3 Systemstabilität	25
3.4 Importabhängigkeit	26
3.5 Akzeptanz	26
4 Grundlastkraftwerke im deutschen/europäischen Energiesystem bis 2045	28
4.1 Möglicher Umfang der betrachteten Grundlastkraftwerke bis zum Jahr 2045	28
4.2 Veränderung der Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke	30
4.3 Optimale Standorte für Grundlastkraftwerke aus Systemsicht	31
4.4 Auswirkungen der Grundlastkraftwerke auf die Struktur des Energiesystems	32
4.5 Veränderung der Gesamtkosten durch Grundlastkraftwerke	34
5 Langfristige wirtschaftliche Optionen für Grundlastkraftwerke über 2045 hinaus	37
6 Fazit und Ausblick	41
Anhang	43
6.1 Ein kurzer Blick auf das Energiesystemmodell ENER TILE vom Fraunhofer ISI	43
6.2 Abschätzung der variablen Kosten von Kraftwerken mit CCS	44
6.3 Entwicklung der Vergütungssätze für PV und Windkraft in Deutschland	45
6.4 Geografische Verteilung der in den Langfristszenarien modellierten Kernkraftwerke	45
6.5 LCOE der unterschiedlichen Technologien in Abhängigkeit von der Auslastung	46
Literatur	48
Mitwirkende	54

Factsheet / Stand Dezember 2024

Kernspaltung, Erdgas, Geothermie, Kernfusion: Welche Rolle spielen Grundlastkraftwerke in Zukunft?

Was ist ein Grundlastkraftwerk?

Ein **Grundlastkraftwerk** muss aufgrund seiner hohen Investitionskosten fast durchgehend in Betrieb sein, um sich rentieren zu können. Typische Grundlasttechnologien sind aktuell Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke.

Davon zu unterscheiden ist ein **Residuallastkraftwerk**. Dieses ist zwar ebenfalls kontinuierlich verfügbar, läuft aber nur selten, etwa wenn Solar- und Windenergie zeitweilig nicht genug Strom liefern. Residuallastkraftwerke haben vergleichsweise niedrige Investitionskosten, aber hohe Brennstoffkosten. Ein Beispiel sind mit Wasserstoff betriebene Gasturbinenkraftwerke.

Bewertung möglicher CO₂-armer Grundlasttechnologien

- **Kernkraftwerke** bergen offene Fragen zu Sicherheit, Endlagerung und Proliferation. Aktuelle Neubauprojekte liegen meist wesentlich über dem Zeit- und Kostenplan.
- **Erdgaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung** ließen sich innerhalb der nächsten zwanzig Jahre wohl in großem Umfang realisieren. Eine Herausforderung wird, die Infrastruktur für CO₂ aufzubauen.
- **Geothermie** hat in Deutschland geringes Potenzial zur Stromerzeugung – sie ist hier besser zur Bereitstellung von Wärme geeignet.
- **Kernfusion** kann voraussichtlich frühestens nach dem Jahr 2045 nennenswert zur Stromversorgung beitragen.

Eine sichere Energieversorgung ist ohne Grundlastkraftwerke möglich

Eine zuverlässige klimaverträgliche Stromversorgung ist durch das Zusammenspiel von Solar- und Windenergie mit Speichern, einem flexiblen Stromverbrauch und Residuallastkraftwerken möglich. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der europäischen Strom- und Wasserstoffnetze lassen sich voraussichtlich der Strombedarf und der größte Teil des Wasserstoffbedarfs innerhalb Europas decken.

Grundlastkraftwerke könnten trotzdem zur Energieversorgung beitragen

Detaillierte Modellrechnungen zeigen: Grundlasttechnologien können in ein von Solar- und Windenergie dominiertes Energiesystem integriert werden. Schlüssel ist ein flexibles Wasserstoffsystem, das den Kraftwerken eine hohe Auslastung ermöglicht. Ihr Strom könnte in Zeiten schwacher Nachfrage zur Elektrolyse genutzt werden und so Wasserstoffimporte reduzieren. Den Aus- und Aufbaubedarf der Netze für Strom und Wasserstoff beeinflussen sie jedoch kaum, auch die Umstellung auf Elektromobilität und Wärmepumpen müsste unverändert erfolgen. Ihr Nutzen ergibt sich in erster Linie dann, wenn sie wirtschaftlicher sind als ihre Alternativen. Allerdings stellen neue Grundlastkraftwerke eher langfristig eine Option dar, da sie lange Bau- und Nutzungszeiten aufweisen.

Grundlastkraftwerke verändern die Gesamtkosten nicht substanzial

Die Modellrechnungen zeigen: Die Gesamtsystemkosten des Umbaus zur Klimaneutralität bis 2045 liegen mit einem Zubau von Grundlastkraftwerken auch bei optimistischen Annahmen ähnlich hoch wie im Referenzszenario, das vor allem auf den Ausbau von Solar- und Windenergie setzt. Zusätzliche Risiken entstehen durch Kostensteigerungen und Verzögerungen beim Bau von Grundlastkraftwerken, die sowohl durch den geringeren technologischen Reifegrad von Technologien als auch durch die typische Komplexität von Großprojekten bedingt sein können.

Abkürzungen

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Capital Expenditure, Investitionsausgaben
CCS	Carbon Capture and Storage
GuD (-Kraftwerk)	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
EDF	Électricité de France, französische Elektrizitätsgesellschaft
EGS	Engineered/Enhanced Geothermal System
EPR	European Pressurized Reactor
ESYS	Energiesysteme der Zukunft
€/kW_{el}	Euro pro Kilowatt elektrischer Nettoleistung
€/MWh_{el}	Euro pro Megawattstunde produzierten Stroms
€/MWh_{th}	Euro pro Megawattstunde Heizwert
FOM	Fixed Operation and Maintenance Cost, auslastungsunabhängige Betriebs- und Unterhaltskosten
Fraunhofer ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
GW	Gigawatt
IAEA	International Atomic Energy Agency
KKW	Kern(spaltungs)kraftwerk
LCOE	Levelized Cost of Electricity, Stromgestehungskosten
LFS	Langfristszenarien
MW	Megawatt
PRIS	Power Reactor Information System
PV	Photovoltaik
RTE	Réseau de Transport d'Electricité, französischer Übertragungsnetzbetreiber
SMR	Small Modular Reactor
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
TWh	Terawattstunden
VBK	Variable Betriebskosten
VLS	Vollaststunden

Glossar

Androsselung	Der Betrieb eines Dampfkraftwerks etwas unterhalb der Nennleistung mittels Drosselung des Dampfstroms durch regelbare Querschnittsverengung an einer Stelle der Frischdampfleitung.
AP1000	Ein kommerzielles Design des amerikanischen Unternehmens Westinghouse für ein Kernkraftwerk. Es ist die aktuelle Evolutionsstufe der Technik für Kernkraftwerke bei Westinghouse mit Anleihen bei Combustion Engineering's System 80+ und ist auf ungefähr 1,1 GW elektrische Nettoleistung ausgelegt.
Bauzeitkosten	Die Kosten, die während des Baus für die Zinsen der Vorfinanzierung der bereits getätigten Bauleistung anfallen. Sie entstehen zusätzlich zu den Investitionskosten und steigen mit zunehmender Bauzeitdauer überproportional an.
Blindleistung	Ein bei Wechselstrom auftretendes Phänomen, bei dem mehr Strom durch die Leitungen fließt, als eigentlich zur Übertragung der transferierten Leistung notwendig wäre. In aller Regel unerwünscht, kann die Blindleistung doch nützlich sein: Die Energieströme in einem vermaschten Verbundnetz können durch gezielte Einspeisung von Blindleistung beeinflusst werden.
Carbon Capture and Storage	Die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid, das sonst in die Atmosphäre emittiert worden wäre.
Drehstrom	Ein Wechselstrom mit drei Phasen, also ein elektrisches System, bei dem jede Verbindung der einzelnen Komponenten drei Stromleiter aufweist. Auf jedem der drei Leiter haben Strom und Spannung einen sinusförmigen Verlauf mit gleicher Schwingfrequenz, aber zueinander um ein Drittel einer Periodendauer versetzten Phasenlage.
Erdgas mit CCS-Szenario	Ein Szenario der Pfadrechnungen mit dem Zubau zusätzlicher neuer Erdgas-GuD-Kraftwerke und angenommenem CCS der Kohlenstoffdioxidemissionen dieser Kraftwerke.
Grundlast	Die minimale Höhe der Stromnachfrage und damit der Umfang an Strombedarf, der zu jeder Zeit anfällt und gedeckt werden muss.
Grundlastkraftwerk	Ein Kraftwerk, das dafür optimiert ist, dauerhaft Strom zu möglichst geringen variablen Kosten bereitzustellen. Damit einher gehen bei allen bekannten Technologien vergleichsweise hohe Fixkosten, die sich durch die hohe Auslastung jedoch auf eine große Menge erzeugter Energie verteilen.
Erdgas-Kombikraftwerk/ Erdgas-GuD-Kraftwerk	Ein Kraftwerk, das den Energieinhalt des verfeuerten Erdgases zur Stromerzeugung maximal ausnutzt. Dafür werden die heißen Abgase der Gasturbine(n) zum Betrieb eines nachgeschalteten Dampfkraftwerks genutzt.
European Pressurized Reactor	Ein kommerzielles Design des französischen Unternehmens Framatome/EDF für ein Kernkraftwerk. Es stellt die aktuelle Evolutionsstufe der europäischen Technik für Kernkraftwerke dar und baut auf den Erfahrungen der Kernkraftprogramme in Deutschland und Frankreich auf. Seine elektrische Nettoleistung beträgt ungefähr 1,6 GW.
Fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger	Stromerzeuger auf der Basis erneuerbarer Quellen, die nicht kontinuierlich zur Verfügung stehen. Die beiden wesentlichen Technologien hierfür sind Photovoltaik- und Windkraftanlagen.
Kernfusionskraftwerk	In diesem Konzept für ein zukünftiges Kraftwerk wird Strom auf der Basis von Energie erzeugt, die bei der Fusion von Atomkernen leichter Elemente frei wird. Die Realisierbarkeit zu demonstrieren, ist Gegenstand aktueller Forschung.
Kernkraftwerk	Ein Kraftwerk, in dem Strom auf der Basis von Energie erzeugt wird, die bei der Spaltung von Atomkernen schwerer Elemente frei wird. Wird oft auch Atomkraftwerk (AKW) genannt.
KKW-Szenario	Ein Szenario der Pfadrechnungen mit dem Zubau zusätzlicher neuer Kernkraftwerke.
Langfristszenarien	Das Projekt <i>Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland</i> (kurz <i>Langfristszenarien 3</i>) unter Federführung des Fraunhofer ISI modelliert im Auftrag des BMWK einige umfassende Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland. Dies erfolgt anhand eines Verbunds mehrerer detaillierter Modelle.
Pfadrechnung	Modellierung der Entwicklung über einen längeren Zeitraum hinweg. In den LFS und den Modellrechnungen des Fraunhofer ISI ausgehend vom heutigen Zustand über aufeinander aufbauende Stützjahresberechnungen alle fünf Jahre.

Referenzszenario	Ausgangs- und Vergleichspunkt der Pfadrechnungen. Entspricht dem <i>T45-Strom</i> *-Szenario der Langfristszenarien (veröffentlicht im Februar 2024) bis auf die Halbierung der Zubauvorgaben für Solar- und Windenergie in Deutschland.
Residuallast	Der Teil der Stromnachfrage, der nicht durch zeitgleiche Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Stromerzeuger gedeckt wird.
Residuallastkraftwerk	Ein Kraftwerk, das schnell an- oder abgefahren werden kann und flexibel in der Stromerzeugung ist. So kann mit ihm jederzeit eine zu geringe Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugern oder eine zu hohe Nachfrage ausgeglichen werden.
Schwingfrequenz	Die Frequenz, mit der sich die periodische Änderung von Strom und Spannung im Stromnetz wiederholt. In Europa schwingt das Verbundnetz mit einer Frequenz von 50 Hertz.
Small Modular Reactor	Eine neuartige Bauform von Reaktoren für Kernkraftwerke, die im Vergleich zu heute üblichen Reaktoren für die Stromerzeugung kleiner und modular skalierbar ausfällt. Sie soll standardisiert und in größerer Stückzahl vereinheitlicht in einem Produktionswerk herstellbar sein.
Spitzenlast	Die maximale Höhe der Stromnachfrage und damit der höchste Strombedarf, der zu irgendeinem Zeitpunkt anfällt und gedeckt werden muss.
Sprunginnovation	Neuartige Entwicklung, die zu einer raschen und deutlichen Verschiebung der realisierbaren Eigenschaften einer Technologie führt.
Stromgestehungskosten	Die Vollkosten einer produzierten Einheit Strom. Diese werden in der Regel für eine Erzeugungsanlage in isolierter Betrachtung angegeben, ohne Berücksichtigung der Aufwände an anderer Stelle (Systemintegration).
Stromrichter	Eine Vorrichtung ohne interne bewegliche Elemente, um die Erscheinungsform elektrischer Energie zu wandeln. Die Umwandlung kann dabei von Wechsel- zu Gleichstrom oder umgekehrt sein, eine Änderung der Frequenz oder der Spannung und damit verbunden der Stromstärke.
Systemintegration	Aufwände und Maßnahmen, die notwendig sind, um eine Erzeugungseinheit an der Stromversorgung zu beteiligen, ohne eine jederzeit sichere Deckung der Last zu gefährden.
Szenario	Definition einer konkreten (meist zukünftigen) Entwicklung der Parameter in einem Modell.
Technology Readiness Level	Eine ursprünglich aus dem Bereich der Raumfahrt stammende Skala zur Bewertung und Einordnung des Entwicklungsstands einer Technologie. Die Skala hat den Wertebereich TRL 1 (Beschreibung des Prinzips) bis TRL 9 (erfolgreicher regulärer Einsatz).
Variable Betriebskosten	Alle Kosten, die beim Betrieb einer Anlage auslastungsabhängig anfallen. Dazu gehören in erster Linie Energiekosten, z.B. für Brennstoff, aber auch sonstige Verbrauchskosten oder nutzungsabhängige Wartungskosten.
Verbundnetz	Ein großräumig synchron gekoppeltes Stromnetz auf der Basis von Drehstrom. Das kontinental-europäische Verbundnetz ist ein Beispiel, das von Nordafrika bis zu Türkei und Ukraine reicht.
Vollaststunden	Ein Maß für die Auslastung einer Anlage. Die jährliche Erzeugung wird dafür durch die Kapazität geteilt und so berechnet, wie viele Stunden sie mit Vollast für die gleiche Erzeugungsmenge hätte laufen müssen.

1 Einleitung

Deutschland soll bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral werden. Dieses im Bundesklimaschutzgesetz festgelegte Ziel betrifft auch und insbesondere die deutsche Energieversorgung. Als Endenergeträger sollen dann vor allem Strom¹, Wasserstoff mit seinen Derivaten und Wärme – jeweils aus erneuerbaren Quellen – eine Rolle spielen. Die aktuellen politischen Vorgaben sehen vor, dass die Stromerzeugung bereits bis 2030 zu mindestens 80 Prozent aus regenerativen Quellen stammen soll, hauptsächlich auf Basis von Photovoltaik und Windenergie. Im Rahmen der sogenannten Sektorkopplung soll auch die Nutzung von Strom in vielen Bereichen deutlich steigen (E-Mobilität, Wärmepumpen etc.). Für Bereiche, in denen Strom nicht praktikabel ist, sollen erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe zum Einsatz kommen – vor allem auf Basis von grünem Wasserstoff und Biomasse.

Im Stromsektor bedeutet dies eine grundlegende und bereits in der Umsetzung befindliche Umstellung. Früher basierte die Stromversorgung überwiegend auf durchgehend produktionsbereiten („steuerbaren“) Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken. Künftig wird die nicht immer ausreichend verfügbare Stromerzeugung auf Basis von Sonne und Wind einen immer größeren Anteil abdecken. Ergänzt werden soll sie durch Stromspeicher, flexible Verbraucher sowie steuerbare Kraftwerke auf der Basis von Biomasse und Wasserstoff beziehungsweise seinen Derivaten. Diese steuerbaren Kraftwerke werden vorrangig dann laufen, wenn Solar- und Windenergie die Nachfrage nicht decken können. Sie dürfen daher voraussichtlich mit einer mittleren bis niedrigen Auslastung betrieben werden. Bestehende Grundlastkraftwerke auf der Basis von Braunkohle und Kernkraft, die konstruktiv auf einen Dauerbetrieb ausgelegt wurden, scheiden zusätzlich zu gesetzlich bedingten Stilllegungen auch aus wirtschaftlichen Gründen bereits heute in zunehmendem Maße aus dem System aus.

Die mögliche zukünftige Rolle von treibhausgasarmen (THG-armen) Grundlastkraftwerken wird in der gesellschaftlich-politischen Diskussion in Deutschland immer wieder aufgegriffen. Diese bewegt sich zwischen zwei Extrempositionen: Während einige Akteure bezweifeln, dass eine zuverlässige und bezahlbare Stromversorgung ohne Grundlastkraftwerke möglich ist, gehen andere davon aus, dass in einem System mit zunehmendem Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien kein Einsatzszenario für Grundlastkraftwerke mehr geben sein wird. Die Annahme hinter letzterer Position: Da die Auslastung aller regelbaren Kraftwerke weiter sinken würde, könnten Grundlastkraftwerke ihre (hohen) Investitionskosten nicht wieder amortisieren.

Angetrieben wird die Debatte um Grundlastkraftwerke auch durch unterschiedliche Bewertungen der Kernenergie. Dies ist unter anderem relevant für die gesamteuropäische Stromversorgung, da einige EU-Länder auch zukünftig auf Kernkraft und damit auf eine typische Grundlasttechnologie setzen wollen. Zusätzlich befeuern Forschungserfolge bei der Kernfusion die Diskussion.

Vor diesem Hintergrund ist die ESYS-Arbeitsgruppe *Grundlastkraftwerke im treibhausgasneutralen europäischen Energiesystem* der Frage nachgegangen, ob der zukünftige Einsatz von Grundlastkraftwerken in einem umstrukturierten Energiesystem für die Energieversorgung in Deutschland und Europa Vorteile bringen würde – und falls ja, welche. Die Arbeitsgruppe hat untersucht, welche Technologien als THG-arme Grundlastkraftwerke grundsätzlich beziehungsweise perspektivisch infrage kommen, und deren Bedeutung im zukünftigen Energiesystem skizziert. Auf dieser Basis zeigen Simulationsrechnungen, welche Veränderungen im Energiesystem mit neuen Grundlastkraftwerken einhergehen und in welchem Umfang sie zu einer kostenoptimalen Stromversorgung beitragen können. Dazu hat das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) Szenarioanalysen mit dem Energiesystemmodell

¹ Physikalisch korrekt wäre der Begriff „elektrische Energie“. Für eine kompakte und verständliche Darstellung verwendet dieses Dokument den umgangssprachlich etablierten Begriff „Strom“.

ENERTILE auf der Basis der Langfristszenarien (LFS) erstellt. ESYS-Fachleute haben die Annahmen und Ergebnisse der Szenarien analysiert, diskutiert und eingeordnet.

Dieses Impulspapier konzentriert sich auf die Schlussfolgerungen, die die Arbeitsgruppe aus den Analysen gezogen hat. Eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse der Szenarioanalyse des Fraunhofer ISI findet sich im parallel veröffentlichten Bericht „Modellgestützte Systemanalyse zur potentiellen Rolle von Grundlastkraftwerken im Rahmen eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems“. [1]

2 Was sind Grundlastkraftwerke?

Der Begriff „Grundlastkraftwerke“ ist ein wenig irreführend, denn **Grundlast** impliziert nicht die Erzeugung, sondern die Nachfrage nach Strom: Grundlast bezeichnet die Höhe der Last, die durchgehend mindestens zu decken ist (Abbildung 1). **Mittellast** nennt man die Last, die tagsüber zwischen 8 und 20 Uhr mindestens anfällt. Hinzu kommt die **Spitzenlast**, die nur in einzelnen Stunden zusätzlich auftritt.

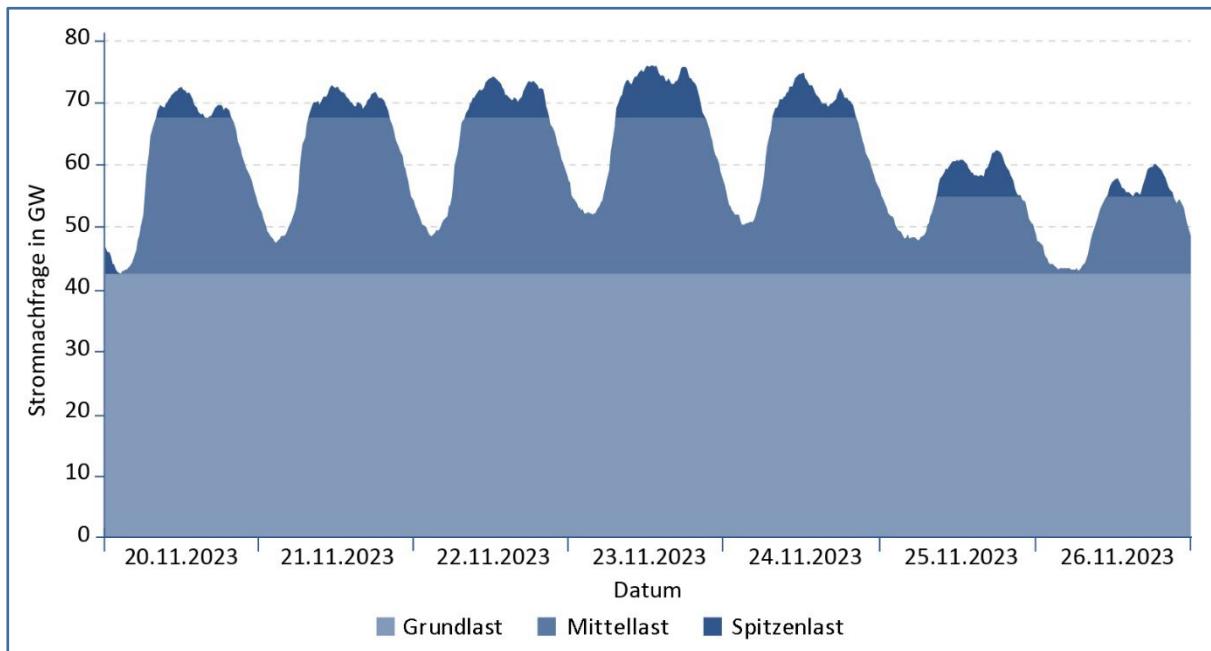


Abbildung 1: Einteilung der Stromnachfrage in Grund-, Mittel- und Spitzenlast (idealisierte Darstellung der KW 47 im Jahr 2023). Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten für Deutschland von www.energy-charts.info.

Vor dem Aufkommen der fluktuierenden erneuerbaren Energien deckte ein Mix aus steuerbaren Kraftwerken die Stromnachfrage. Diese sind – entsprechend ihrer technischen Auslegung und Kostenstruktur aus fixen und variablen Kosten (Leistungs- und Arbeitskosten) – jeweils für unterschiedliche Lastsegmente besonders geeignet:

- **Grundlastkraftwerke** zeichnen sich durch geringe Arbeitskosten aus, die in der Vergangenheit vor allem aus Brennstoffkosten bestanden. Klassische Grundlastkraftwerke sind Braunkohle- und Kernkraftkraftwerke mit einer in der Vergangenheit typischen Auslastung von über 6.000 Stunden pro Jahr. Durch die hohe Auslastung fallen gegebenenfalls höhere Leistungskosten (vor allem Investitions- und Baukosten) nicht so sehr ins Gewicht. Bisherige Grundlastkraftwerke sind nur begrenzt Regelbar und vergleichsweise langsam in ihren An- oder Abfahrvorgängen.
- Eine geringere Auslastung haben **Mittellastkraftwerke** wie Steinkohlekraftwerke und Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (kurz GuD-Kraftwerke). Sie weisen mittlere Arbeits- sowie Leistungskosten auf und besitzen eine gute Regelbarkeit.
- Als **Spitzenlastkraftwerke** fungieren vor allem Gasturbinenkraftwerke mit vergleichsweise hohen Brennstoffkosten, aber geringen Bau- und Investitionskosten je installierter Leistung. Ergänzt werden sie um Wasserspeicherkraftwerke und zunehmend Batterieanlagen. Spitzenlastkraftwerke zeichnen sich durch einen schnellen Anfahrvorgang und sehr gute Regelbarkeit aus.

Von Grundlastkraftwerken begrifflich zu unterscheiden und klar abzugrenzen ist die **Grundlastfähigkeit** eines Kraftwerks. Diese ist gegeben, wenn das Kraftwerk unabhängig von äußereren Umständen (Wetter etc.) jederzeit mit Nennlast produktionsbereit ist. Alle brennstoffbetriebenen Kraftwerke (zum Beispiel auf der Basis von Kohle, Erdgas, Öl, Wasserstoff oder Biomasse), geothermische Kraftwerke und in gewissen Grenzen auch Lauf- und Speicherwasserkraftwerke fallen unter diese Definition.

Nicht grundlastfähig, das heißt nicht immer verfügbar, sind vor allem Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen. Um die Last stets zuverlässig decken zu können, benötigt ein Stromsystem, das vor allem auf Sonne und Wind als Energiequellen setzt, daher zusätzlich gut regelbare Kraftwerke und/oder Stromspeicher. Diese können die sogenannte **Residuallast** – die Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage – decken (Abbildung 2). Man spricht in PV-/windbasierten Systemen deshalb auch von **Residuallastkraftwerken**. Eine flexible Nachfrage kann ebenfalls dazu beitragen, die Residuallast zu decken.

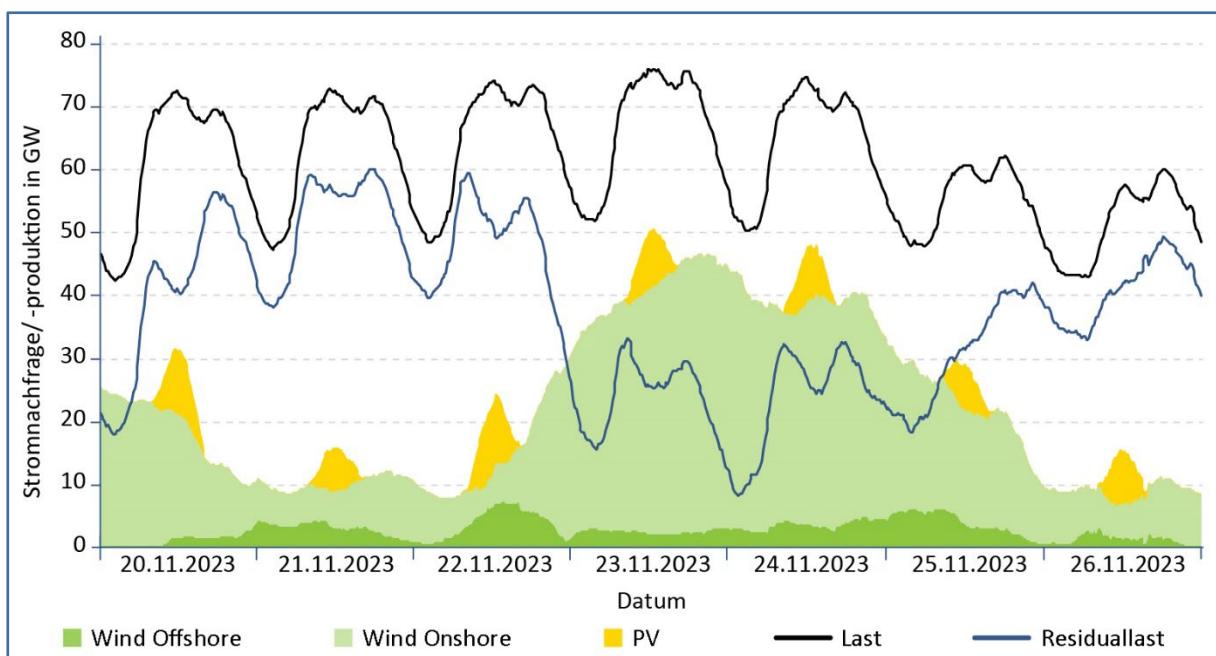


Abbildung 2: Die Residuallast ist der über die Stromproduktion von Solar- und Windkraftanlagen hinaus noch zu deckende Anteil der Last (KW 47 im Jahr 2023). Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten für Deutschland von www.energy-charts.info.

In der aktuellen Planung bis 2045 sind als Residuallastkraftwerke vor allem Gaskraftwerke vorgesehen, die in der Übergangszeit mit Erdgas, aber langfristig mit Wasserstoff beziehungsweise dessen Derivaten (zum Beispiel Methanol, Ammoniak, synthetische Kohlenwasserstoffe) betrieben werden sollen. Neben Stromspeichern und Maßnahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage werden in allen ausgewerteten Klimaneutralitätsszenarien solche Residuallastkraftwerke in erheblichem Umfang (60 bis 180 Gigawatt (GW) in Deutschland im Jahr 2045) benötigt [2]. Da sie nur je nach Bedarf zum Einsatz kommen, haben Residuallastkraftwerke voraussichtlich eine geringe bis mittlere Auslastung – gemäß einer Studie des Fraunhofer ISE liegt diese zwischen wenigen Stunden und maximal 3.800 Vollaststunden pro Jahr [3]. Residuallastkraftwerke fallen somit nicht unter die Definition für Grundlastkraftwerke.

Gegenstand dieses Papiers und der zugrunde liegenden Modellierung ist ausschließlich die Rolle von Grundlastkraftwerken, nicht die von Residuallastkraftwerken. Die vier aus heutiger Sicht denkbaren THG-armen² Grundlasttechnologien sind Kernkraftwerke (KKW), Erdgas-Kombikraftwerke (GuD) mit Kohlendioxidscheidung und -speicherung, geothermische Stromerzeugung sowie perspektivisch die noch zu entwickelnden Kernfusionskraftwerke.

Biomassekraftwerke werden im Folgenden nicht berücksichtigt. Sie könnten zwar prinzipiell weiterhin im Dauerbetrieb eingesetzt werden, jedoch ist die Verfügbarkeit von Biomasse begrenzt. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass diese Kraftwerke nur in sehr geringem Umfang zur Stromerzeugung eingesetzt werden und zwar wegen ihrer vergleichsweise hohen variablen Kosten zur Residuallastdeckung.

2.1 Kernkraftwerke

Kernkraftwerke (KKW), also Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis der Kernspaltung, blicken bereits auf siebzig Jahre Geschichte zurück. Waren die ersten, vergleichsweise kleinen Reaktoren ab Mitte der fünfziger Jahre noch klar auf militärisch-zivile Doppelnutzung ausgelegt (etwa die Magnox-Reaktoren in England oder die UNGG-Reaktoren in Frankreich), gingen ab den siebziger Jahren rein kommerziell ausgelegte Anlagen in größerem Umfang und Leistungsniveau ans Netz. Der zeitweise dynamische Zubau flachte gegen Ende der achtziger Jahre weltweit ab und reichte außerhalb Chinas seitdem gerade aus, um die global in Betrieb befindliche Kapazität bei ungefähr 320 GW konstant zu halten [4].

Beim Design der KKW stehen inzwischen vorrangig die Kosten der Stromproduktion und die Sicherheit hinsichtlich Strahlungsfreisetzung bei Störfällen oder Angriffen im Fokus. Die französischen Konzepte „P4“ und „N4“, die deutschen „Konvoi“ und die südkoreanischen „APR-1400“ sind Beispiele für Kraftwerkstypen, die auf Wirtschaftlichkeit ausgerichtet wurden und gleichzeitig sicherheitstechnisch deutliche Fortschritte gegenüber frühen Anlagen darstellen. Jüngste Entwicklungen wie der „European Pressurized Reactor“ (EPR) und der „AP1000“ versuchen, KKW im Betrieb so inhärent sicher wie möglich³ zu machen und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Da es sich bei diesen Kraftwerken um sehr komplexe Großanlagen handelt, sind die schon gebauten Anlagen bislang trotzdem nicht wirtschaftlich zu betreiben [5].

Die gegenüber dem ursprünglichen Plan um ein Vielfaches gestiegenen Kosten der aktuellen KKW-Projekte in der westlichen Welt lassen sich nach einer ausführlichen Analyse aus Großbritannien jedoch vor allem auf Probleme mit der Lieferkette, hohe Arbeitslöhne und ein ungünstiges Projektmanagement zurückführen [6]. Dadurch kommt es etwa zu Gesamtkosten von ungefähr 12.000 Euro pro Kilowatt elektrischer Nettoleistung (€/kW_{el}) beim Westinghouse AP1000 in den Vereinigten Staaten [7], und dem EPR in Flamanville (Frankreich) [8; 9]. Das EPR-Projekt in Olkiluoto (Finnland) kommt auf Kosten von ungefähr 10.000 €/kW_{el} [6], während der vierte – noch im Bau befindliche – EPR in Europa in Hinkley Point (Großbritannien) bisher noch keine endgültige Prognose für die Gesamtkosten zulässt. Die aktuell von EDF berichteten Angaben liegen jedoch noch oberhalb derjenigen des EPR in Flamanville [10].

2 Unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus ist keine Technologie THG-neutral, solange bei der Herstellung und Errichtung der Anlagen, in der Vorkette oder bei nachgelagerten Prozessen THG-Emissionen entstehen. Auch können bei manchen Technologien im Betrieb unvermeidbare Restemissionen auftreten, sei es als Schlupf bei der technisch nicht vollständig möglichen Abscheidung oder bei der Gewinnung der Brennstoffe. Um THG-Neutralität zu erreichen, müssen diese reduziert und verbleibende Restemissionen bilanziell durch CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre ausgeglichen werden.

3 Dazu gehören Vorkehrungen wie der sogenannte „Core-Catcher“, der dafür sorgen soll, dass im Falle einer Kernschmelze der Kern trotzdem eingeschlossen bleibt und gekühlt werden kann oder die doppelt ausgeführte Hülle des Reaktorgebäudes, die dabei intakt bleiben soll. Auch wurde viel in ein Design investiert, dass möglichst „passiv“ ausgelegt ist: Bei einem Störfall soll die Anlage ohne Einwirkung von außen wie Eingriffe aus dem Kontrollraum oder Betrieb von Kühlsystemen in einem sicheren und beherrschbaren Zustand verbleiben.

Es wird kontrovers diskutiert, ob diese Projekte als die ersten Exemplare in einem neuen Reaktordesign naturgemäß teurer sind und inwieweit nachfolgende Anlagen gleichen Designs günstiger werden könnten [6; 11]. In einer Studie aus dem Jahr 2021 nimmt der französische Übertragungsnetzbetreiber Réseau de Transport d'Electricité (RTE) die Gesamtkosten für das neue Modell EPR 2 zur Inbetriebnahme im Jahr 2040 mit nur noch 6.900 €/kW_{el} an [9]. Allerdings soll EDF diese Prognose laut Medienberichten mittlerweile im Zuge der Inflation und stark gestiegener Kosten in der Baubranche über die letzten Jahre auf 8.900 €/kW_{el} Gesamtkosten⁴ nach oben korrigiert haben [12; 13].

In China ist es gelungen, zwei KKW der neuesten Generation mit Reaktoren sowohl vom Typ EPR als auch vom Typ AP1000 mit weniger drastischen Überschreitungen von etwas über 50 Prozent höheren Kosten und doppelt so langer Bauzeit gegenüber dem Plan in Betrieb zu nehmen [11]. Die effektiven Baukosten dieser Anlagen von ungefähr 3.000 €/kW_{el} liegen deutlich unterhalb der vergleichbaren Projekte in westlichen Ländern. Das Lohnniveau in China ist allerdings in vergleichbarem Maße niedriger [14] – und Lohnkosten machen direkt und indirekt den größten Anteil der Baukosten eines KKW aus [6]. Es ist daher unwahrscheinlich, dass sich diese niedrigeren Kosten auf Europa übertragen lassen.

Die Bauzeiten für KKW sind durchgehend lang bis sehr lang: Während die weltweit am schnellsten umgesetzten Projekte der jüngeren Vergangenheit eine Bauzeit von 8 bis 10 Jahren aufweisen [6], liegt diese für die europäischen EPR-Projekte bei über 15 Jahren [11].

Einige europäische Länder setzen mit ihrer Energiepolitik auf einen Mix aus Kernenergie und erneuerbaren Energien. Nach ausführlichen Untersuchungen [9] wurde in Frankreich unter Präsident Emmanuel Macron beschlossen, neben dem Ausbau von PV und (Offshore-)Windkraft bis zum Jahr 2050 sechs EPR 2 zu bauen und den Bau zusätzlicher acht solcher Kraftwerke zu prüfen [15]. Einen ähnlichen Stellenwert hat die Kernkraft in der Slowakei. Auch Bulgarien, Polen, Rumänien, Schweden, Tschechien und Ungarn planen mit neuen KKW für ihre Stromerzeugung. [16]

Die Nutzung von Kernenergie wird neben ihrer Wirtschaftlichkeit vor allem aufgrund der damit einhergehenden Sicherheitsrisiken kontrovers diskutiert und bewertet: Zum einen besteht ein von Fachleuten unterschiedlich eingeschätztes Risiko für Unfälle, die zu einer radioaktiven Kontamination der Umwelt führen. Zum anderen entstehen radioaktive Abfälle, für deren sichere Entsorgung es weiterhin keine in allen Aspekten zufriedenstellende Lösung gibt. Zudem ist eine effektive Kontrolle der militärischen Nutzung von Kernwaffen bei gleichzeitigem Ausbau der Kernenergie in einer zunehmenden Zahl von Ländern kaum möglich.

Neben dem Neubau wird die verlängerte Nutzung existierender KKW als weitere Option zur Ausweitung des Stromangebots diskutiert. In Deutschland käme dafür nur ein Teil der in den letzten Jahren außer Betrieb genommenen Anlagen theoretisch noch infrage, bei denen der Rückbau noch nicht zu weit fortgeschritten ist. Neben rechtlichen Hürden, deren Abbau eine Frage des politischen Willens wäre, stehen dem jedoch umfangreiche prozessuale Schwierigkeiten im Weg: Die Reaktoren selbst, ihre nur noch zum Teil vorhandenen Bedienmannschaften sowie sämtliche vor- und nachgelagerten Schritte der Versorgungskette müssten erst auf eine Wiederinbetriebnahme vorbereitet werden. Auch müssten Revisionen und Ausbesserungen vorgenommen werden, die die Betreiber mit Blick auf die Außerbetriebnahme gezielt ausgesetzt haben. Hinzu kommt eine Ertüchtigung auf den aktuellen Stand der Sicherheitsvorkehrungen, sofern die entsprechenden Vorschriften nicht abgeschwächt würden. Es müssten neue Brennelemente beschafft, Fachpersonal

⁴ Genau genommen soll EDF die Investitionskosten für die 6 Reaktoren um 30 Prozent von insgesamt 51,7 Milliarden Euro auf 67,4 Milliarden Euro nach oben korrigiert haben. Das entspricht in spezifischen Kosten einer Steigerung von 5.400 €/kW_{el} auf 7.000 €/kW_{el}. Zusammen mit den Bauzeitkosten, die im Rahmen der RTE-Studie auf 28 Prozent der Investitionskosten geschätzt wurden, ergibt sich eine Erhöhung der Gesamtkosten von 6.900 €/kW_{el} auf 9.000 €/kW_{el}.

angeworben und Platz für zusätzliche abgebrannte Brennelemente in den Zwischen- und Endlagern geschaffen werden. Um in Deutschland erneut in die Kernkraft einzusteigen, müsste schließlich zunächst eine verantwortliche Entität gefunden werden. Die bisherigen KKW-Betreiber haben deutlich gemacht, dass sie einen solche Rolle nicht anstreben. [17]

Fazit: Kernkraftwerke sind eine technisch grundsätzlich verfügbare Grundlastkraftwerksoption. Durch die mit ihr verbundenen Sicherheitsrisiken und Folgeprobleme aufgrund der radioaktiven Abfälle sollte aus Sicht der Arbeitsgruppe ein Einsatz – wenn überhaupt – nur im Falle deutlicher und mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartender wirtschaftlicher Vorteile erwogen werden.

2.2 Erdgas-Kombikraftwerke mit CO₂-Abscheidung

Eine weitere Möglichkeit CO₂-armer Stromerzeugung sind Erdgaskraftwerke mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS). Die wesentlichen Schritte für CCS sind: Abscheidung, Transport und Speicherung des CO₂. Für die Abscheidung im Kraftwerk kommen zwei unterschiedliche technische Ansätze infrage: zum einen die Abscheidung aus dem Abgas einer herkömmlichen Gasturbine (Post-Combustion-Capture), wobei der eigentliche Gasturbinenprozess unverändert bleibt, zum anderen ein neues Kraftwerksdesign, das auf einen integrierten und effizienten Abscheideprozess ausgelegt ist (Oxyfuel-Prozess).

Bei Post-Combustion-Capture liegt das CO₂ im Abgas nur in niedriger Konzentration vor, weshalb der Energieaufwand und die Kosten für die Abscheidung hoch sind. Ein Vorteil ist, dass bestehende Kraftwerke mit der Post-Combustion-Capture-Technologie nachgerüstet werden könnten. Studien gehen aus technischen und ökonomischen Gründen häufig von einer Abscheiderate von 90 bis 95 Prozent des CO₂ aus, auch wenn höhere Abscheideraten prinzipiell möglich sind [18]. Durch den Energieverbrauch für die CO₂-Abscheidung verringert sich der Nettowirkungsgrad des Kraftwerks um ungefähr 7 Prozentpunkte [18], was einem etwa 13 Prozent höheren Brennstoffbedarf bei einem GuD-Kraftwerk im Vergleich zum Zustand ohne CCS entspricht. Darin noch nicht mit eingerechnet ist der Energieverbrauch für Abtransport und Speicherung des CO₂. Erste Kohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung sind in den USA in Betrieb. Gaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung befinden sich hingegen erst in der Demonstrationsphase. [19]

Beim Oxyfuel-Verfahren besteht das Abgas im Wesentlichen aus Wasserdampf und CO₂ – einem Gemisch, das sich sehr einfach trennen lässt. Ein vielversprechender und in seiner Entwicklung weit fortgeschrittener Ansatz für das Oxyfuel-Verfahren ist der Allam-Kreisprozess. Bei diesem Verfahren ist eine Abtrennung von annähernd 100 Prozent des entstandenen CO₂ möglich, bei einem Wirkungsgrad vergleichbar zum Kombikraftwerk ohne CCS. Allerdings ist speziell auf den Prozess zugeschnittene Kraftwerkstechnologie erforderlich, eine Nachrüstung bestehender Kraftwerke ist daher nicht möglich. Eine Pilotanlage mit einer Leistung von 50 Megawatt (MW) ist in Texas in Betrieb. [20]

Für den Transport großer, kontinuierlich anfallender Mengen an CO₂ zu einer Lagerstätte muss das Kraftwerk an eine CO₂-Pipeline angeschlossen sein. Grundsätzlich muss Deutschland ohnehin eine Speicher- und Transportinfrastruktur für CO₂ aufbauen, um schwer vermeidbare Emissionen vor allem aus der Zementindustrie einzuspeichern und so THG-neutral werden zu können. Diese müsste jedoch deutlich größer dimensioniert werden, wenn nennenswerte CO₂-Mengen aus der Stromerzeugung hinzukämen. Die deutsche Carbon-Management-Strategie sieht vor, dass auch die CO₂-Abscheidung an Erdgaskraftwerken zugelassen

wird. Die EU arbeitet derzeit ebenfalls intensiv an einem Rechtsrahmen für CCS und versucht, den Aufbau einer europaweiten Transport- und Speicherinfrastruktur voranzutreiben.

Konkret wird eine dauerhafte Speicherung von CO₂ in salinen Formationen im Rahmen des Sleipner-Projekts in Norwegen seit 1996 praktiziert. Erforscht werden darüber hinaus Verfahren zur Speicherung von CO₂ in weiteren geologischen Formationen. [19] Große Speicherpotenziale gibt es in Europa vor allem unter der Nordsee [21]. Mit dem dänischen Projekt Greensand wurde 2023 die erste Speicherstätte in Betrieb genommen, in der CO₂ aus dem Ausland – unter anderem aus Deutschland – in einem alten Ölfeld eingelagert werden soll [22; 23].

Trotz CO₂-Abscheidung verursachen Erdgaskraftwerke mit CCS immer noch THG-Emissionen: Zum einen werden nach aktuellem Stand der Technik bei einem wirtschaftlich tragfähigen Einsatz in der Regel nicht 100 Prozent des entstehenden CO₂ abgeschieden. Zum anderen sind Vorkettenemissionen, insbesondere durch entweichendes Methan, bei der Förderung und dem Transport des als Brennstoff eingesetzten Erdgases zu berücksichtigen. Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, ist ein starkes Treibhausgas. Entsprechend wurde im Mai 2024 die erste Methanverordnung der EU verabschiedet, um dessen Emissionen bei der Förderung und Nutzung fossiler Energie zu reduzieren [24]. Um THG-Neutralität zu erreichen, müssten die verbleibenden Emissionen durch eine zusätzliche CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre ausgeglichen werden. Der Umfang würde sich je nach Betrachtungszeitraum für die THG-Wirkung und Höhe der Rest- und Vorkettenemissionen im Bereich niedriger zweistelliger Prozentwerte bis hin zu deutlich mehr als den direkten (mit CCS abgeschiedenen) Emissionen des Erdgaskraftwerks bewegen [18; 25].

Bei konventionellen Gaskraftwerken ist zu unterscheiden zwischen einfachen Gasturbinenkraftwerken (Open Cycle) und sogenannten GuD-Kombikraftwerken, bei denen der Gasturbine ein Dampfturbinenprozess nachgeschaltet wird. Reine Gasturbinenkraftwerke zeichnen sich durch geringe Investitionskosten, aber auch einen niedrigeren Wirkungsgrad (ungefähr 40 Prozent statt 60 Prozent) und damit erhöhte variable Kosten aus. Sie eignen sich daher eher als Residuallastkraftwerk mit niedriger Auslastung und weniger für den Dauerbetrieb. Da sich die vorliegende Untersuchung auf Grundlastkraftwerke fokussiert, werden entsprechend nur GuD-Kraftwerke weiter berücksichtigt. Allerdings weicht auch deren Kostenstruktur von den anderen betrachteten Technologien ab: Ihre Investitionskosten sind im Vergleich niedriger und die variablen Betriebskosten höher, so dass sie bei einer mittleren Auslastung in der Regel die beste Wirtschaftlichkeit erreichen.

Ein wesentlicher Faktor für die Beurteilung von Erdgaskraftwerken mit CCS sind die variablen Kosten, deren Höhe darüber entscheidet, wann und in welchem Umfang diese Kraftwerke zum Einsatz kommen. Darunter fallen alle Aufwände jenseits der Errichtung und Betriebsbereitschaft des Kraftwerks selbst, also insbesondere Kosten für den Brennstoff Erdgas sowie die Abscheidung des CO₂ und dessen Speicherung. In den hier vorliegenden Berechnungen nicht berücksichtigt wurden die Kosten für die Kompensation der Vorkettenemissionen und des Schlupfs bei der Abscheidung sowie die Transport- und Zwischenspeicherkosten, sowohl beim Erdgas als auch beim CO₂. Ohne diese ergeben sich in Summe für die konventionellen Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS variable Kosten von 36 bis 110 Euro pro Megawattstunde (€/MWh_{el}) (Details siehe Anhang „Abschätzung der variablen Kosten von Kraftwerken mit CCS“).

Für den Einsatz von Erdgaskraftwerken mit CCS könnte sich vor allem in Deutschland fehlende gesellschaftliche Akzeptanz als relevante Hürde erweisen: Vor 10 bis 15 Jahren kamen CCS-Pilotprojekte unter anderem aufgrund lokaler Widerstände zum Erliegen, seitdem galt die Technologie in Deutschland als nicht erwünscht. Neuere Studien legen allerdings eine eher neutrale Einstellung der Bevölkerung zu CCS nahe. [26] So hat sich in den letzten Jahren ein weitgehender gesellschaftlicher Konsens dahingehend herausgebildet,

dass Klimaneutralität ohne den Einsatz von CCS für schwer vermeidbare Emissionen (vor allem aus der Zementindustrie) nicht erreichbar ist. Die Zulassung von CCS auch für nicht schwer vermeidbare Emissionen, zu denen solche aus Kraftwerken zählen würden, birgt allerdings das Risiko, diesen Konsens und damit den gesellschaftlichen Rückhalt für das gesamte Kohlenstoffmanagement wieder zu verlieren. Die Vor- und Nachteile von Erdgaskraftwerken mit CCS sollten daher gut gegeneinander abgewogen und kommuniziert werden. [27] Kritische Stimmen befürchten darüber hinaus im Wesentlichen gesundheitliche Risiken für die Bevölkerung in der Nähe von Anlagen, die dem Transport und der Speicherung von CO₂ dienen [19].

In den gängigen Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland wird CCS für schwer vermeidbare Emissionen in der Industrie berücksichtigt, der Einsatz in Kraftwerken aber bisher nicht vorgesehen. In Szenarien des Joint Research Centre für die EU hingegen kommen Kohle- und Gaskraftwerke mit CCS langfristig zum Einsatz, wobei dort Gaskraftwerke mit CCS im Jahr 2050 zu etwa 5 Prozent der gesamten Stromerzeugung beitragen [28].

Fazit: Erdgas-Kombikraftwerke mit CCS sind nach Einschätzung der Arbeitsgruppe von den in diesem Kapitel beschriebenen Technologien diejenige, die sich am ehesten im Zeithorizont bis 2045 in einem größeren Umfang in der EU realisieren lässt. Jedoch birgt auch diese Technologieoption ihre Risiken, insbesondere klimapolitisch.

2.3 Geothermische Stromerzeugung

Geothermie(nutzung) bedeutet, die im Untergrund gespeicherte und die aus dem Erdinneren kontinuierlich nachströmende Wärmeenergie zu nutzen. Sie kann für die Energiewende in Deutschland vor allem in der Wärme- und teilweise in der Kälteversorgung eine Rolle spielen. Zur Stromerzeugung wird sie hingegen voraussichtlich weniger zum Einsatz kommen: Für die geothermische Stromerzeugung in großtechnischen Anlagen ist Erdwärme mit relativ hohen Temperaturen von 150 bis 180 Grad Celsius erforderlich, die in Deutschland nur an wenigen Standorten in nutzbaren Tiefen erreicht werden [29]. Doch selbst für diese hohen Temperaturen sind die (auch zukünftig) realisierbaren elektrischen Wirkungsgrade mit 7 bis 17 Prozent niedrig [30].

Stromerzeugung mit Erdwärme ab 70 bis 80 Grad Celsius ist zwar möglich, wurde bisher aber ausschließlich in Kleinstanlagen realisiert und schafft nur unter günstigen Bedingungen, beispielsweise bei einem natürlichen Wasserstrom mit hoher Flussrate, einen positiven Energieertrag [31]. Wenn die Wärme erst mittels Pumpen an die Oberfläche befördert werden muss, fließt selbst bei höheren Temperaturen ein erheblicher Teil des erzeugten Stroms in die Förderung der Erdwärme. Da bei der Erdwärme generell höhere Temperaturen in größeren Tiefen vorliegen, sind für die geothermische Stromerzeugung in der Regel Bohrungen von deutlich mehr als 1.000 Meter Tiefe erforderlich. [30]

Der Aufwand für die Förderung der Erdwärme ist stark von den lokalen geologischen Gegebenheiten abhängig. Heute werden überwiegend sogenannte hydrothermale Systeme eingesetzt, die wasserführende Gesteinsschichten mit natürlicher hydraulischer Durchlässigkeit nutzen (Heißwasser-Aquifere). Standorte mit geeigneten geologischen Voraussetzungen beschränken sich in Deutschland auf das Norddeutsche Becken, den Oberrheingraben im Südwesten und das Molassebecken im Süden [32]. In Europa befinden sich günstige Standorte für die geothermische Stromerzeugung, an denen ausreichend hohe Temperaturen bereits in geringer Tiefe vorliegen vor allem in Italien, Island und der Türkei [33].

An Standorten mit impermeablen oder nichtwasserführenden zerklüfteten Gesteinsschichten sind technisch-angelegte geothermische Systeme (auch als Hot-Dry-Rock-Verfahren, HDR, oder Engineered/Enhanced Geothermal System, EGS, bezeichnet) erforderlich. Diese können, anders als hydrothermale Systeme, an nahezu jedem Standort errichtet werden, da sie nicht auf Heißwasser-Aquifere angewiesen sind. Fluid-Injektionen erzeugen oder erweitern dabei Risse im Gestein. Die Erschließung dieser Reservoir ist aufwendiger und erfordert daher deutlich höhere Investitionen als die Errichtung hydrothermaler Systeme. Während hydrothermale Systeme bereits kommerziell genutzt werden, existieren technisch-angelegte Systeme bisher nur als einzelne Pilotanlagen. Die erhofften Fortschritte bei der Weiterentwicklung der EGS-Technologie wurden in den letzten Jahren nicht erreicht [33].

Die installierte Leistung geothermischer Stromerzeugung betrug im Jahr 2021 weltweit 16 GW [31], davon entfielen 877 MW auf die EU [33]. Etwa 90 Prozent der in der EU installierten Kapazität befinden sich in Italien [33]. Zur Stromerzeugung in der EU trugen die Geothermieanlagen lediglich zu 0,2 Prozent bei [34]. Die in Deutschland installierte Kapazität beträgt nur 45 MW elektrisch und besteht aus Kleinanlagen mit einer maximalen Leistung von 5,5 MW elektrisch [35]. An günstigen Standorten in Italien kommen Kraftwerke mit einer Leistung von über 100 MW zum Einsatz [36]. Verglichen mit anderen erneuerbaren Energien ist die Entwicklung bei der geothermischen Stromerzeugung wenig dynamisch: Seit 2010 stieg die installierte Leistung in der EU lediglich um 12 Prozent [33].

Auch für die Zukunft sprechen zahlreiche Fachleute der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland keine relevante Rolle zu. So wird sie in den gängigen Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland nicht als Technologieoption berücksichtigt (siehe zum Beispiel die Metastudie des Kopernikus-Projekts Ariadne [2]). Auch in Szenarien für die EU wird ihr keine Bedeutung beigemessen [28]. Sollte es durch Erfahrungen mit dem Aufbau hydrothermaler Systeme für die Wärmeversorgung oder durch technologische Durchbrüche gelingen, die Kosten für die notwendigen Bohrungen und die weitere Erschließung stark zu reduzieren, wäre ein relevanter Beitrag der Geothermie zur zukünftigen Stromerzeugung aber denkbar. Auch in speziellen Konstellationen mit anderen Nutzungen beziehungsweise Zusatzeinkünften, zum Beispiel einer Förderung von hydrothermalem Lithium [37], könnten kleine Mengen geothermischer Stromerzeugung wirtschaftlich sein.

Eine wesentliche Hürde für Geothermieprojekte ist das sogenannte Fündigkeitsrisiko: Wichtige Leistungsparameter der Anlage können erst nach der Bohrung und damit nach einer erheblichen Investition beurteilt werden [30]. Planungs- und Bauzeiten sind relativ lang [34]. Für technisch-angelegte Systeme im Besonderen, aber auch für hydrothermale Systeme kann fehlende Akzeptanz der Bevölkerung ein Hindernis sein, da negative Effekte durch dabei ausgelöste Erdbeben befürchtet werden [33].

Fazit: Die an dieser Studie beteiligte Arbeitsgruppe schätzt das wirtschaftliche Potenzial für die geothermische Stromerzeugung in Europa im Zeitraum bis zum Jahr 2045 als gering und für Deutschland als sehr gering ein. Für die Zeit danach schließt sie eine größere Relevanz nicht aus. Diese wäre aber an eine Reihe von Voraussetzungen gebunden, etwa gesunkene Kosten und eine höhere Akzeptanz.

2.4 Kernfusionskraftwerke

Die Aussicht auf eine zusätzliche wetterunabhängige Art der Stromerzeugung war ein entscheidender Treiber für die Entwicklung der Kernfusion zur Energiegewinnung, die in den fünfziger Jahren begann. Die physikalischen Prozesse hinter dieser Technologie sind zwar weitgehend verstanden, eine technische Umsetzung erweist sich jedoch als äußerst herausfordernd und ist bislang nicht absehbar. Es gibt weltweit mehrere Forschungsanlagen, jedoch existiert bisher für keinen der Konzeptansätze ein Prototyp und erst recht kein kommerziell einsatzfähiges Fusionskraftwerk. Dies gilt für die beiden hauptsächlich verfolgten Technologieansätze gleichermaßen: die Fusion durch Magneteinschluss (kurz Magnetfusion) und die Trägheitsfusion, zu der auch die Laserfusion zählt. Gelänge die Umsetzung der Technologie, könnte sie zukünftig zur THG-neutralen Energieversorgung beitragen.

Fusionskraftwerke würden sich nach heutigem Kenntnisstand vorrangig im Bereich von 1 bis 2 GW elektrischer Leistung bewegen⁵ [38; 39; 40], vergleichbar mit heutigen Kernkraft- oder Braunkohlekraftwerken. Aufgrund ihres absehbar hohen Investitionsbedarfs sowie geringer Betriebs- und Brennstoffkosten wäre ein Betrieb mit einer hohen Auslastung zu erwarten [38; 39; 41]. Kernfusionskraftwerke würden somit der Definition von Grundlastkraftwerken entsprechen.

In den letzten Jahren wurden an Forschungseinrichtungen wie der National Ignition Facility (NIF/Laserfusion) in den USA, dem Joint European Torus (JET/Magnetfusion) in Großbritannien sowie den deutschen Forschungsanlagen Wendelstein 7-X und ASDEX-Upgrade (Magnetfusion) wissenschaftliche Fortschritte erzielt. Diese haben die gesellschaftliche und politische Diskussion um die Kernfusion als möglichen zukünftigen Teil der Energieversorgung angefacht. Nichtsdestoweniger befindet sich die Technologie weiterhin im Bereich der Grundlagenforschung beziehungsweise bei einigen Bauteilen im Übergang zur angewandten Forschung: Der technologische Reifegrad (TRL) für die am weitesten entwickelten Ansätze bewegt sich gegenwärtig im Bereich 3 bis 5, was dem Nachweis der Konzeptfunktionsfähigkeit bis maximal einem Versuchsaufbau in einer relevanten Einsatzumgebung entspricht [42]. Herausforderungen stellen neben der allgemeinen Komplexität der Technologie unter anderem verschiedene noch zu entwickelnde Reaktorkomponenten, die Brennstoffbereitstellung und die benötigten ausreichend temperatur- und neutronenbeständigen Materialien dar.

Fachleute rechnen mit einem ersten netzeinspeisenden Kraftwerksprototyp beziehungsweise einem kommerziellen Kraftwerk frühestens in 20 bis 25 Jahren – umfangreiche öffentliche und private Investitionen sowie eine koordinierte Zusammenarbeit aller beteiligten Akteure vorausgesetzt [42]. Zum Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 und in der EU bis 2050 werden Fusionskraftwerke also aller Voraussicht nach nicht beitragen können. Ob sie in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts wettbewerbsfähig Strom bereitstellen könnten, lässt sich aus heutiger Sicht kaum verlässlich beurteilen.

Im Vergleich zu Kernspaltungskraftwerken böten Kernfusionskraftwerke den Vorteil geringerer Gefahren für Mensch und Umwelt: Die bei Kernfusionsreaktionen frei werdenden Neutronen aktivieren die Materialien des Reaktorinneren, wodurch schwach- bis mittelradioaktive Abfälle entstehen, die für einen Zeitraum von rund einhundert Jahren sicher aufzubewahren sind. Im Gegensatz zu Kernspaltungskraftwerken mit ihren abgebrannten Brennstäben entstehen allerdings in der Regel keine hochradioaktiven Abfälle. Eine unkontrollierbare Kettenreaktion ist bei der Kernfusion ausgeschlossen: Sind die Drücke oder Temperatu-

5 Insbesondere Fusionskraftwerke, die nach dem Prinzip der Magnetfusion arbeiten, könnten sich in diesem Bereich bewegen. Vereinzelt streben Entwickler*innen kleinere Reaktoren an. So plant das Start-up General Fusion, das technisch auf eine Mischung aus Magnet- und Trägheitsfusion setzt, bei seinem ersten Kraftwerk zum Beispiel mit einer elektrischen Leistung von rund 300 MW, aufgeteilt auf zwei 150 MW-Anlagen.

ren geringer als benötigt oder wird die Brennstoffzufuhr unterbrochen, erlischt die Kernfusionsreaktion innerhalb kürzester Zeit. Bei möglichen Strahlungsunfällen blieben die Folgen nach heutigem Wissensstand auf das Kraftwerksgelände beziehungsweise die direkte Umgebung beschränkt. [39; 43; 44]

Hinzu kämen im Vergleich zu Kernspaltungskraftwerken eine potenziell bessere Verfügbarkeit der Brennstoffe beziehungsweise die Möglichkeit, diese in den Anlagen selbst zu erbrüten, und damit einhergehend geringere Abhängigkeiten bei der Brennstoffbeschaffung. Als Brennstoffe werden voraussichtlich die Wasserstoffisotope Deuterium (^2H) und Tritium (^3H) eingesetzt werden, da deren Fusionsreaktion nach bisherigem Kenntnisstand am aussichtsreichsten umzusetzen ist. Das radioaktive Tritium würde dabei möglichst im Reaktor selbst gewonnen werden. Ein Vorhalten größerer Mengen an Brennstoffen in der Reaktorkammer ist dabei allerdings nicht erforderlich. [39; 44]

Fazit: In der Gesamtschau ist die Kernfusion langfristig eine potenziell interessante Energiequelle, die aber erst ab der zweiten Hälfte des Jahrhunderts nennenswert zur Stromversorgung beitragen könnte. Wie realisierbar und wirtschaftlich sie letztlich wäre, lässt sich heute jedoch noch nicht zuverlässig abschätzen.

3 Bedeutung von Grundlastkraftwerken im Energiesystem

Grundlastkraftwerke wie Braunkohlekraftwerke und KKW sind bisher ein wesentlicher Bestandteil der Energieversorgung im Stromsektor. Dabei übernehmen und übernehmen sie eine Reihe von Funktionen in unterschiedlichen Bereichen. Sie

- tragen mit ihrer hohen Verfügbarkeit und der Bereitstellung großer Energiemengen zur Versorgungssicherheit bei,
- unterstützen mit ihren großen Synchrongeneratoren die Systemstabilität und
- können kritische Importabhängigkeiten verringern, indem sie zusätzliche lokale Energiequellen erschließen (Braunkohle, Geothermie und perspektivisch Wasserstoffisotope) oder langfristig lagerbare Ressourcen (Brennelemente) zum Einsatz bringen.

Neben der Frage nach der Ersetzbarkeit dieser Beiträge sind die Wirtschaftlichkeit und die gesellschaftliche Akzeptanz wichtige Aspekte einer Beurteilung der zukünftigen Relevanz. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung von Grundlastkraftwerken ist dabei die Unterscheidung zwischen einer volks- und einer betriebswirtschaftlichen Perspektive von erheblicher Bedeutung für die Einordnung der Bewertungsergebnisse.

Bevor dieses Kapitel auf relevante Bewertungsaspekte genauer eingeht, fasst es zunächst Ergebnisse von Szenariountersuchungen aus den letzten Jahren zusammen – vor allem für Deutschland, aber auch mit einem Blick nach Frankreich. Dies dient als Übersicht und erleichtert zugleich die Einordnung der später dargestellten Modellrechnungen. Als zentrale Bedingung wird dabei stets die Erreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 beziehungsweise 2050 vorausgesetzt.

3.1 Klimaneutrale Szenarien ohne und mit Grundlastkraftwerken

Zahlreiche Szenariostudien für Deutschland gehen der Frage nach, wie die Energieversorgung bis zum Jahr 2045 auf 100 Prozent erneuerbare Energien umgestellt werden kann. Dabei kommen Untersuchungen verschiedener Auftraggeber und Autor*innenteams übereinstimmend zu dem Schluss, dass dies mit einem ambitionierten Ausbau von PV und Windenergie, Batteriespeichern und wasserstoffbasierten Langfristspeichern mit Rückverstromungseinheiten möglich ist. Grundlastkraftwerke werden dabei schon seit einigen Jahren kaum mehr berücksichtigt. [2; 26; 45]

Batteriespeicher und flexible Verbraucher (gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen mit Wärmespeichern) können kurzzeitige Flexibilität schaffen. Diese trägt beispielsweise dazu bei, überschüssigen PV-Strom aus der Mittagszeit in die Abendstunden zu verschieben oder ihn in der Phase des Überangebots gezielt zu nutzen. Die Rolle regelbarer Kraftwerke verschiebt sich daher zunehmend dahin, längerfristige Unterdeckungen auszugleichen, bis hin zu extremen Situationen wie Dunkelflauten. In den Energieszenarien sowie in der aktuellen Planung der Bundesregierung und von Unternehmen kommen dafür hauptsächlich Gaskraftwerke zum Einsatz, die zunächst mit Erdgas und später mit Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten betrieben werden.

Um eine Energieversorgung basierend auf 100 Prozent erneuerbaren Energien bis 2045 in Deutschland zu erreichen, sind Nettoausbauraten von ungefähr 20 GW PV pro Jahr bis 2040 und 8 GW Windenergie pro Jahr bis 2035 vorgesehen [46].⁶ Dies ist ambitioniert, erscheint aber möglich: Der Zubau an PV-Anlagen hat

⁶ Die für eine Erreichung der gesetzlich fixierten Entwicklung des Anlagenbestands notwendigen Bruttoinstallations liegen nur leicht höher mit 21-22 GW pro Jahr für PV und 9 GW pro Jahr für Windkraft.

sich im Jahr 2023 mit 15 GW gegenüber dem Vorjahr verdoppelt. Auch der Zubau bei der Windkraft lag in der Vergangenheit mehrfach bei über 5 GW pro Jahr und hat sich in den letzten Jahren wieder positiv entwickelt. Er weist zwar eine geringere Dynamik auf als bei der PV, jedoch lagen im ersten Halbjahr 2024 die Genehmigungen auf einem Rekordniveau. Diese haben damit einen den Zubauzielen entsprechenden Umfang erreicht, so dass zumindest diese Limitierung erstmals ausgeräumt werden konnte. [47] Eine wichtige Rolle für die Erreichung der Ausbauziele spielen neben vereinfachten Planungs- und Genehmigungsprozessen die zunehmende Größe der Einzelanlagen bei der Windkraft und der steigende Anteil großer Anlagen bei der PV, weil die Errichtung damit weiter rationalisiert werden kann.

Die Gebotszuschläge der letzten Ausschreibungsrunden für PV und Windenergie durch die Bundesnetzagentur lagen zwischen 3,62 ct/kWh und 9,48 ct/kWh [48; 49; 50; 51]. Durch technologischen Fortschritt und Massenproduktion sind in den letzten zwei bis drei Jahrzehnten die Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen moderat und von PV-Anlagen sehr stark gesunken (Details siehe Anhang unter „Entwicklung der Vergütungssätze für PV und Windkraft in Deutschland“). Weitere Kostendegressionen sind für PV in den nächsten Jahren zu erwarten [52; 53]. Bei der Windkraft haben steigende Kosten für Bauleistungen und Materialien dazu geführt, dass die Kosten in Deutschland zuletzt leicht angestiegen sind. Aktuell stagnieren sie auf diesem Niveau und eine Rückkehr zum nominal sinkenden Trend der Vergangenheit ist bisher nicht absehbar. [54]

Auch jenseits von Deutschland wird sich der weltweit bereits stattfindende dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien aller Voraussicht nach weiter fortsetzen. So hat sich der globale Zubau im Jahr 2023 um fast 50 Prozent auf über 500 GW pro Jahr erhöht. Damit hat sich die Entwicklung für das 22. Jahr in Folge beschleunigt und wurde hauptsächlich getrieben von Zuwächsen in China bei PV, aber auch Windkraft. Vom weltweiten Zubau der erneuerbaren Energien entfielen 2023 rund 3 Prozent auf Deutschland. [55] Diesen Ausbau fortzusetzen und somit die aktuell eingeschlagene Neuausrichtung des deutschen Energiesystems beizubehalten wäre vorteilhaft hinsichtlich Kontinuität und Planbarkeit. Ein verstärkter Fokus auf Grundlastkraftwerke wäre hingegen mit einer Richtungsänderung für den Bereich des Energieangebots im Stromsektor verbunden, denn im Gegensatz zu den erneuerbaren Energie-Anlagen wurden seit über zehn Jahren in Deutschland keine Grundlastkraftwerke mehr gebaut.

Einen anderen Blickwinkel eröffnet die weiter oben bereits erwähnte Studie „Futurs énergétiques 2050“ des RTE aus dem Jahr 2021 für Frankreich. Deren Ergebnisse zeigen ebenfalls, dass sich PV und Windkraft zu wettbewerbsfähigen Optionen für die Stromerzeugung entwickelt haben, ohne die Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 nicht erreicht werden kann. Die Studie kommt jedoch zu dem Schluss, dass unter den dort getroffenen Annahmen ein umfangreicher Neubau von KKW in Kombination mit PV und Windkraft die wirtschaftlichste Option zur Erreichung der Klimaneutralität darstellen würde. Dieses Ergebnis könne laut der Studie durch zwei Entwicklungen infrage gestellt werden, die jeweils für sich genommen bereits zu Verschiebungen in der Wirtschaftlichkeit führen würden: zum einen, wenn sich die dort angenommenen Kostensenkungen für KKW nicht realisieren lassen und sich gleichzeitig die Kosten für PV und Windkraft günstig entwickeln. Zum anderen könne es zu Verschiebungen kommen, wenn KKW höhere Refinanzierungszinsätze zu tragen hätten als PV- und Windkraftanlagen. Signifikante Unsicherheiten werden sowohl für die Szenarien auf der Basis von 100 Prozent erneuerbaren Energien als auch mit dem Neubau von KKW beschrieben, wenn auch in unterschiedlichen Bereichen. [9; 56]

Was kann die Berechnung von Szenarien mit Energiesystemmodellen leisten?

Szenarien sind keine Prognosen – sie dienen *nicht* dazu, die Zukunft vorherzusagen. Vielmehr sollen Szenarien in sich konsistente und plausible Entwicklungspfade aufzeigen und im Sinne einer „Was-wäre-wenn“-Analyse verschiedene mögliche Wege in die Zukunft miteinander vergleichen.

In vielen Bereichen bestehen Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung. Dies betrifft unter anderem die Kosten von Technologien, die vom technischen Fortschritt sowie von Rohstoffpreisen und sonstigen Entwicklungen auf den Weltmärkten abhängen. Erdgas- und Erdölpreise, aber auch Preise für Rohstoffe wie Metalle und seltene Erden unterliegen beispielsweise starken und unvorhersehbaren Schwankungen aufgrund geopolitischer Faktoren. Inwieweit sich die angenommenen Potenziale für Solar- und Windenergie erschließen lassen und ob sich der Netzausbau im erforderlichen Umfang umsetzen lässt, hängt unter anderem von der gesellschaftlichen Akzeptanz ab. Das Gleiche gilt für die Errichtung von Kernkraftwerken und Kraftwerken mit CCS. Szenarien liegen daher eine Fülle an Annahmen zugrunde, die immer auch von aktuellem Wissen und damit verknüpften Erwartungen geprägt sind.

Die im Rahmen dieser Arbeitsgruppe erstellten Szenarioanalysen ermöglichen eine Einschätzung, wie sich die modellierten Grundlastkraftwerke auf die Gesamtkosten des dargestellten Energiesystems auswirken. Neben den Stromerzeugungskosten der Kraftwerke selbst werden dabei die Kosten für Stromnetze und Flexibilitätsoptionen (Speicher, flexible Kraftwerke zur Deckung von Lastspitzen) berücksichtigt. Somit zeigen die Berechnungen, ob THG-arme Grundlastkraftwerke die Stromversorgung gegenüber einem zu 100 Prozent auf erneuerbaren Energien basierenden System kostengünstiger machen würden – wobei die Kosten für die Systemintegration mitbetrachtet werden. Zudem zeigen die Szenarien, wie sich die Grundlastkraftwerke auf das restliche Energiesystem auswirken würden, indem sie beispielsweise den Netzausbau, den Bedarf an Speichern und den grenzüberschreitenden Stromhandel beeinflussen. Sie ermöglichen daher eine Einschätzung, wie stark Strategien für andere Bereiche des Energiesystems (zum Beispiel Netzausbaupläne für Strom und Wasserstoff, Kraftwerksstrategie) angepasst werden müssten, sollte sich die deutsche Politik für einen gezielten Ausbau von THG-armen Grundlastkraftwerken entscheiden.

3.2 Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit

Versorgungssicherheit bedeutet, dass insgesamt und jederzeit genug Energie vorhanden ist, um die Nachfrage nach den verschiedenen Energieformen vollständig zu decken. Dazu gehören insbesondere die möglichst langfristige Planbarkeit und Verlässlichkeit für die Nachfrageseite, dass es nicht zu Rationierungen oder gar Abschaltungen kommt und dass die Energie zu konkurrenzfähigen Preisen bereitgestellt wird. Um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, muss also die Errichtung neuer Anlagen auf die Entwicklung der Nachfrage und die Lebensdauer des Anlagen- und Infrastrukturbestands abgestimmt werden, sodass das gesamte Produktionspotenzial mindestens ausreichend ist. Allerdings bedeutet jede zusätzliche Einheit übermäßige Kosten, wenn sie am Ende doch nicht benötigt wird. Sie würde damit die Wirtschaftlichkeit insgesamt reduzieren, sodass ein zu ambitionierter Ausbau gleichfalls zu vermeiden ist. „Minimierung der Kosten unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit“ lautet das gängige Optimierungsziel für Energiesystemmodelle, um gute Lösungen für diesen Zielkonflikt zu entwickeln. Das gilt auch für die Modellrechnungen, die als Basis für Kapitel 4 und 5 dienen. Eine wesentliche Herausforderung stellen dabei Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen dar, die umso größer werden, je weiter der Blick in die Zukunft reicht.

Wenn Grundlastkraftwerke einen Teil der Energieversorgungsbasis bilden, diversifiziert dies die Angebotsseite, wodurch sich grundsätzlich die Versorgungssicherheit erhöht. Dies gilt jedoch nur in dem Maße,

wie sie bezahlbar und verlässlich als Option bereitstehen. Andernfalls kann sich der erwartete Effekt nicht im erhofften Umfang einstellen und die zusätzlich eingeführten Technologien können am Ende Mehrkosten ohne einen entsprechend hohen Gegenwert hervorrufen.

Zwei der identifizierten möglichen Technologien für größere Kapazitäten an Grundlastkraftwerken werden mit elektrischen Leistungen von einem GW und mehr pro Einheit als Großanlagen realisiert (KKW) beziehungsweise prognostiziert (Kernfusion). Ein solches Großprojekt erfordert in der Regel lange Planungs- und Bauzeiten vor Inbetriebnahme, und häufig amortisiert sich die Anfangsinvestition nur bei einer langen Nutzungsdauer. So wird aktuell bei KKW typischerweise mit 60 Jahren Betriebsdauer kalkuliert. [6] Die Gesamtauflaufzeit eines solchen Grundlastkraftwerkprojekts (70 bis 80 Jahre) liegt damit bei ungefähr dem Dreifachen gegenüber der von PV- und Windkraftprojekten, wodurch eine viel frühzeitigere und langfristigere Festlegung erfolgt. Damit einher geht ein höheres Entscheidungsrisiko, da sich die einmal getroffene Einschätzung für sehr lange Zeit als richtig erweisen muss und die Qualität von Vorhersagen mit steigendem Prognosezeitraum schnell abnimmt [57]. Gleichzeitig reduzieren sich jedoch die Unsicherheit und auch das Risiko aus ungünstigen zukünftigen Entwicklungen: Wenn ein solches Kraftwerk einmal erfolgreich in Betrieb genommen wurde und sich als betriebsfest erwiesen hat, steht dessen Erzeugungskapazität für sehr lange Zeit zur Verfügung und muss nicht durch wiederholte Ersatzbauten neu gesichert werden.

Ein weiterer Aspekt bei Großprojekten sind Überschreitungen der geplanten Bauzeit und Baukosten. So wurden – verglichen mit anderen Technologien der Stromwirtschaft [58], aber auch verglichen mit anderen Branchen [59] – bei Großprojekten zur Errichtung von Grundlastkraftwerken regelmäßige und häufig überproportionale Steigerungen der Bauzeit und Baukosten beobachtet. Dies betrifft nicht nur die bereits ausführlich diskutierten KKW, sondern zum Beispiel auch große Wasserkraftwerksprojekte. Dem entgegenwirken soll bei KKW die Entwicklung kleiner, modularer Reaktoren (englisch: Small Modular Reactors – SMR) mit einer elektrischen Leistung von weniger als 300 MW. Auf diese Weise sollen die Nachteile einzelner Großprojekte durch die Vorteile einer rationalisierten, standardisierten Fertigung ersetzt und so die Wettbewerbsfähigkeit mit PV und Wind wieder verbessert werden. [59; 60; 61] Zumindest fraglich bleibt dabei jedoch die Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit, denn der wesentliche Vorteil großer Kraftwerke – positive Skaleneffekte – ginge damit ein Stück weit verloren. Somit ist unklar, ob die Veränderung in Summe ein positives Ergebnis in Form niedrigerer Stromkosten bringen würde. [62] Bislang gibt es noch keinen Prototyp für einen SMR; erst kürzlich wurde das in Idaho Falls (Utah, Vereinigte Staaten) angefangene Vorhaben zur Errichtung eines Kraftwerks mit SMR trotz staatlicher Unterstützungsversprechen aufgrund zu stark gestiegener Kostenprognosen eingestellt [63; 64; 65]. Andererseits gibt es in den USA verschiedene Risikokapitalgeber, die seit Kurzem wieder Geld für die Entwicklung der Konzepte bereitstellen mit dem Ziel, erste Anlagen ab dem Jahr 2030 in Betrieb zu nehmen [66; 67].

Mit langen Projektlaufzeiten reduziert sich in der Regel zudem die Möglichkeit, Investitionen über privatwirtschaftliche Kredite zu finanzieren („Bankability“). Die Finanzierung von Grundlastkraftwerken zu wirtschaftlich tragfähigen Konditionen ist daher herausfordernd, und dieser Herausforderung wird weltweit in aller Regel mit umfangreichen staatlichen Kreditgarantien oder anderen vergleichbaren Absicherungen begegnet. Neben dem Zinsniveau der Finanzierung stellt die Bauzeit den größten Hebel für die Begrenzung der Gesamtkosten dar [11] (siehe auch Abbildung 3 im folgenden Exkurs).

In Deutschland ist die industrielle Expertise für alle Technologien der Grundlastkraftwerke außer Erdgas mit CCS aktuell nur partiell vorhanden. Daher wäre eine entsprechende Abhängigkeit von externen Partnern oder zusätzlich benötigte Zeit zum Aufbau der erforderlichen Expertise beim Bau dieser Kraftwerke die Folge.

Bei Erdgas-Kombikraftwerken mit CCS sieht es hingegen besser aus: Die industrielle Expertise dazu ist in Deutschland weitgehend vorhanden. Umsetzungsrisiken ergäben sich hier vor allem aufseiten der Logistik für den Transport und die Speicherung des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids. Auch ist davon auszugehen, dass sich die tatsächlich zu zahlenden Preise für CCS den Preisen für Emissionszertifikate angleichen werden. In der Folge dürften sich die Unsicherheiten aus dem Markt für Emissionszertifikate zusammen mit den preislichen Unsicherheiten aus dem Markt für Erdgas auch indirekt auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs dieser Kraftwerke auswirken und deren langfristige Kalkulierbarkeit möglicherweise beeinträchtigen, sodass auch hier eine Form der Absicherung notwendig werden könnte.

Die Energieversorgung klimaneutral umzugestalten, bedeutet einen hohen zusätzlichen Investitionsbedarf, der weit über den Ausbau THG-neutraler Energiequellen hinausgeht. Diesen Investitionen gegenüberzustellen sind jedoch die direkten wie indirekten gesamtgesellschaftlichen Kosten alternativer Entwicklungspfade. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge lässt sich dieser Vergleich nur ungefähr durch Abschätzungen eingrenzen [68]. Eine solche Schätzung des ifo Instituts zum Beispiel zeigt, dass die systemischen Kosten der Energieversorgung nach dem Umbau ähnlich hoch sein dürften wie heute. Gleichzeitig liege der zwischenzeitlich auftretende zusätzliche Investitionsbedarf für den Aufbau einer THG-neutralen Energieversorgung in einer tragbaren Größenordnung [68], siehe auch Kapitel 4.5. Eine Studie von PWC vergleicht die Kosten einer schnellen Transformation, die pünktlich zum Jahr 2045 ihren Abschluss findet, mit einer langsameren, die im heutigen Tempo weitergeht. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass mit einem beschleunigten Umbau der Investitionsbedarf zwar deutlich höher ausfällt und früher aufgebracht werden muss als bei einem zögerlichen Ansatz, sich die Investitionen jedoch schon bis zum Jahr 2050 durch niedrigere Energiekosten mehr als auszahlen. [69]

Exkurs: Der Unterschied zwischen volks- und betriebswirtschaftlicher Betrachtung

Bei Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit eines Projekts können zwei verschiedene Blickwinkel eingenommen werden: zum einen die volkswirtschaftliche Sicht, die den Beitrag zur und die Einbettung in den Kontext der Gesamtwirtschaft und Gesellschaft national oder international beurteilen möchte. Zum anderen die betriebswirtschaftliche Sicht, die den Blick auf die individuelle wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit für die investierenden Akteure (zum Beispiel Unternehmen oder Haushalte) richtet. In vielerlei Hinsicht sind die Berechnungslogiken vergleichbar und sollten es auch sein, da die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt das Aggregat der Wohlfahrt aller Akteure ist. Einen wesentlichen Unterschied gibt es aber bei den verwendeten Zinssätzen.

Bei einer volkswirtschaftlichen⁷ Betrachtungsweise wird als Zinssatz häufig die sogenannte soziale Diskontrate angesetzt. Für deren Definition und die Bestimmung ihrer Höhe gibt es unterschiedliche Ansätze, die sich hinsichtlich ihrer Herleitung unterscheiden: Sie bestimmen zum Beispiel auf Basis der Generationengerechtigkeit, empirischer Befunde zur Zeitpräferenz, der Erwartungen an das Wirtschaftswachstum oder der Zinssätze für die risikoärmsten Anlagen am Kapitalmarkt die soziale Diskontrate. Der dabei ermittelte Wert liegt in aller Regel im Bereich von 0 bis 4 Prozent (inflationsbereinigt), je nachdem, ob mehr die Generationengerechtigkeit (unterer Bereich der Spanne) oder empirische Auswertungen zu marktüblichen Zinsen im Fokus stehen (oberer Bereich). [70]

In der betriebswirtschaftlichen Betrachtung geht es hingegen um die Rendite einer Investition und damit verbunden um die Frage, ob diese gegenüber den Finanzierungskosten einen Mehrwert für den Investor bieten kann beziehungsweise welche Alternative unter mehreren den größten Mehrwert erwarten lässt.

⁷ Im Kontext von Energiesystemmodellen wird hierfür häufig auch der Begriff „gesamtwirtschaftlich“ verwendet. Damit soll zum Ausdruck gebracht werden, dass in diesen Modellen zwar ein volkswirtschaftlicher Blickwinkel eingenommen wird, in aller Regel jedoch keine Rückkopplungen mit der restlichen Volkswirtschaft außerhalb des Energiesektors berücksichtigt sind.

Der betriebswirtschaftliche Zinssatz liegt dabei typischerweise oberhalb der sozialen Diskontrate. Da bei langfristiger Kapitalbindung zukünftige Finanzierungs- und Marktkonditionen heute noch nicht oder nur unvollständig bekannt sind, sind gerade langfristige Investitionen für Marktteilnehmer in der Regel mit höheren finanziellen Risiken verbunden. Deshalb wird bei allen Investitionen im Vergleich zur volkswirtschaftlichen Betrachtung, zum Beispiel in Energiesystemmodellen, eine Risikoprämie in Form eines höheren Zinssatzes einkalkuliert. Marktbedingte Risiken sind dabei in Wirtschaftssektoren mit etablierten Märkten und stabilen Rahmenbedingungen in der Regel deutlich niedriger als bei innovativen, neuen Technologien. Ob eine Investition getätigt wird, hängt außerdem davon ab, welche Renditeerwartungen Investoren haben. Im Bereich der Energietechnologien hängen die betriebswirtschaftlichen Kapitalkosten außerdem wesentlich davon ab, inwiefern und in welchem Umfang der Staat Markt- und andere Risiken absichert beziehungsweise übernimmt.

Aufgrund der langen Bauzeiten und hohen Investitionskosten bei Kernkraftwerken ist die Diskrepanz zwischen dem Ergebnis einer volkswirtschaftlichen und einer betriebswirtschaftlichen Rechnung besonders groß – wie Abbildung 3 verdeutlicht. Volkswirtschaftlichen Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) von 50 bis 90 €/MWh_{el} in den hier vorliegenden Berechnungen des Fraunhofer ISI mit 2 Prozent Zinssatz stehen Werten von zum Beispiel 141 bis 221 \$/MWh_{el} (130 bis 205 €/MWh_{el}) bei den Abschätzungen von Lazard/Roland Berger mit einem betriebswirtschaftlichen Ansatz und 7,7 Prozent Zinssatz gegenüber [71].

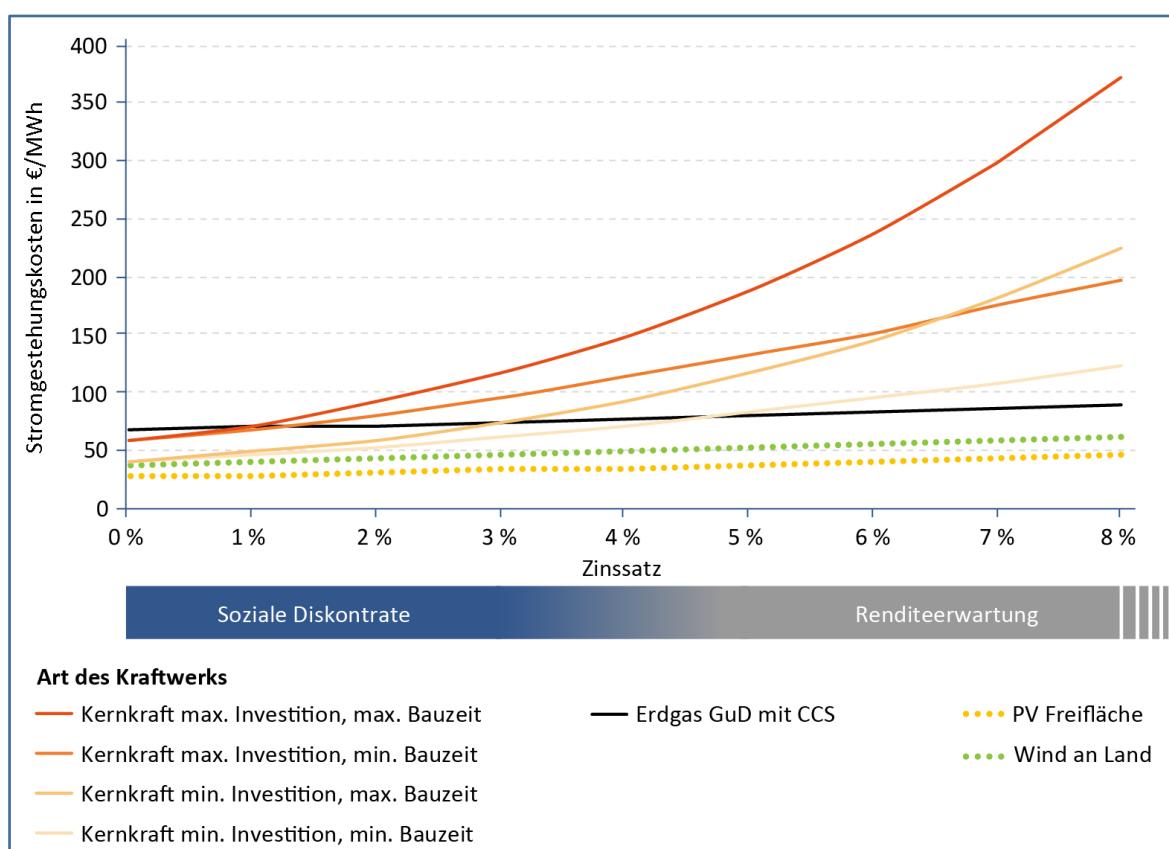


Abbildung 3: Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken mit den typischerweise erheblichen Bauzeiten in Abhängigkeit des angesetzten Zinssatzes im Vergleich zu Freiflächen-PV, Windkraft an Land und Erdgas-GuD-Kraftwerken mit CCS. Variation der Parameter Investition (7.000 bis 12.000 €/kW_{el}, ohne Bauzeitkosten) und Bauzeit (5 bis 20 Jahre, darüber werden in Verbindung mit dem Zinssatz die Bauzeitkosten berechnet) für Kernkraftwerke. Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS werden mit 1.200 €/kW_{el} Investition und 3 Jahren Bauzeit angesetzt, für PV und Windkraft wird angenommen, dass die Bauzeit weniger als ein Jahr beträgt. Zur Berechnung der Bauzeitkosten wird vereinfachend eine linear über die Bauzeit ansteigende Kapitalbindung angenommen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Annahmen in den LFS vom Fraunhofer ISI [83] für das Szenariojahr 2045, ergänzt um eigene Berechnungen.

Bei heutigen Kostenparametern und betriebswirtschaftlichen Zinssätzen haben Kernkraftwerke einen klaren Kostennachteil gegenüber insbesondere erneuerbaren Technologien. Bei PV, Windkraft und Gas- kraftwerken hat die Höhe des angelegten Zinssatzes aufgrund der kurzen Bauzeiten und niedrigerer spezifischer Investitionen einen deutlich geringeren Einfluss auf die LCOE. Ohne staatliche Maßnahmen, zum Beispiel die Übernahme eines Teils der Investitionskosten und/oder der damit verbundenen Risiken, sind Investitionen in die Grundlasttechnologien mit Ausnahme von Erdgas-GuD-Kraftwerken in größerem Umfang zumindest ohne starke Kosten- und/oder Bauzeitsenkungen gegenüber dem heutigen Niveau der Kernkraft schwer absehbar. Allerdings könnten geeignete staatliche und regulatorische Instrumente eine Verringerung betriebswirtschaftlicher Risiken bewirken. Dass der staatlichen Übernahme betriebswirtschaftlicher Risiken jedoch Grenzen gesetzt sind, ist in den vergangenen Jahren deutlich geworden. Im Gegensatz dazu wären viele PV- und Windkraftanlagen bereits heute auch ohne spezifische staatliche Fördermaßnahmen betriebswirtschaftlich tragfähig, insbesondere in Verbindung mit einem höheren CO₂-Preis. Nichtsdestoweniger können auch hier geeignete staatliche und regulatorische Instrumente eine Verringerung betriebswirtschaftlicher Risiken und damit günstigere Finanzierungskonditionen bewirken mit dem Ergebnis niedrigerer Stromgestehungskosten.

3.3 Systemstabilität

Die Systemstabilität umfasst alle Maßnahmen, die geeignet sind, den normalen Betrieb der Stromversorgung aufrechtzuerhalten und/oder nach einer Störung wiederherzustellen. Neben der Bereitstellung ausreichender Energiemengen sind folgende Maßnahmen entscheidend für eine sichere und stets verfügbare Stromversorgung:

- Die Bereitstellung von Regelleistung, also eine auf Abruf bereitgehaltene Anpassung der Stromerzeugung, wobei sich die Ausprägungen in Umfang, Reaktionszeit und Aktivierungsmechanismus unterscheiden. Damit wird unmittelbar auf Abweichungen zwischen der geplanten und tatsächlichen Erzeugung und dem Verbrauch reagiert. Auch bei Ausfall einer Komponente des Stromsystems (eines Kraftwerks, einer Leitung oder eines größeren Verbrauchers) greift die Regelleistung, um Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht zu halten.
- Die Schwarzstartfähigkeit, um das System im Falle eines Zusammenbruchs der Versorgung danach wieder hochzufahren. Dafür ist es insbesondere entscheidend, ohne vorhandenes Stromnetz die Produktion starten und die Versorgung eines Netzabschnitts aus dem abgeschalteten Zustand aufnehmen zu können.
- Reservekapazitäten, die so ausgelegt sind, dass bei Ausfall einer beliebigen Komponente das restliche System weiterhin funktionsfähig bleibt (n-1-Absicherung).
- Die Momentanreserve, die dafür sorgt, dass die Schwingfrequenz des Drehstroms im Netz kurzfristig stabil bleibt. Auch für die Winkelstabilität im Fall eines Kurzschlusses ist sie wichtig zur Bereitstellung des sehr hohen Kurzschlussstroms. Eine ausreichende Momentanreserve wurde bisher stets durch die Masse synchron gekoppelter rotierender elektrischer Maschinen bereitgestellt. Zukünftig könnten leistungselektronische Stromrichter in sogenannter netzbildender Ausführung ebenfalls zur Momentanreserve beitragen, müssen dafür jedoch extra ausgelegt sein.
- Die Spannungshaltung, die durch Bereitstellung von Blindleistung erfolgt, um eine normale Spannungslage in allen Bereichen des Netzes zu gewährleisten. Insbesondere mit den zunehmend variablen Netzzuständen durch verteilte fluktuierende Stromerzeuger kommt einer lokal verteilten Spannungshaltung immer größere Bedeutung zu.

Grundlastkraftwerke stellen mit ihren großen, durchgehend netzgekoppelten Synchrongeneratoren bisher automatisch einen wichtigen Teil der Momentanreserve und der Blindleistungskapazität im Verbundnetz bereit. Auch zur Bereitzustellung von Regelleistung wurden und werden sie genutzt. Sie können prinzipiell zu den Reservekapazitäten beitragen, sind aber nicht schwarzstartfähig, da sie ein bereits aktives Netz zum Anfahren benötigen.

Grundlastkraftwerke eignen sich wegen ihrer Kostenstruktur nicht gut für eine Bereithaltung als Reserve. Eine Ausnahme können bestehende, nicht ausgelastete Grundlastkraftwerke sein. Reservekapazitäten werden sonst aus wirtschaftlichen Gründen durch weniger investitionsintensive Kraftwerke bereitgestellt. Für Regelleistung ist es effizienter und mittlerweile auch wirtschaftlicher, Batterien zu nutzen. Diese ersetzen hierbei zunehmend die klassische Androsselung thermischer Kraftwerke. Und auch für rotierende Massen ist weniger das Grundlastkraftwerk entscheidend als vielmehr die dauerhaft netzgekoppelte elektrische Maschine. Seit über fünfzig Jahren gibt es Synchronkupplungen, die es ermöglichen, auch bei stehenden Turbinen den Generator eines Gaskraftwerks dauerhaft ans Netz gekoppelt mitdrehen zu lassen [72].

Somit ist festzuhalten: Die Gewährleistung der Systemstabilität lässt sich auch ohne Grundlastkraftwerke sicherstellen, selbst für eine vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung. Stromspeicher wie Batterie- und Pumpspeicher, Gaskraftwerke unabhängig vom eingesetzten Brennstoff, aber auch die bereits erwähnten Stromrichter mit netzbildenden Eigenschaften können dazu beitragen. [73] Neu gebaute Grundlastkraftwerke in einem zukünftigen Energiesystem könnten einen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Sie stellen für diese jedoch keine Notwendigkeit dar, und ihre Anwesenheit hätte bezüglich der Sicherstellung der Systemstabilität vermutlich keine nennenswerten Auswirkungen auf die Gesamtkosten.

3.4 Importabhängigkeit

Grundlastkraftwerke können die Importe von Strom und stofflichen Energieträgern reduzieren. Je nach Technologie werden diese durch zusätzliche Importe anderer Energieträger (Brennelemente bei KKW und Erdgas bei Erdgaskraftwerken mit CCS) oder durch lokale Quellen (bei Geothermie und Kernfusion) ersetzt. Grundlastkraftwerke führen damit in jedem Fall zu einer Verbesserung der Importsituation, indem die Einfuhr nur aufwändig transportierbarer durch leichter transportierbare und/oder besser speicherbare Energieträger ausgetauscht oder sogar insgesamt reduziert wird.

Bezogen auf Deutschland sollen die Importe von Strom und Wasserstoff in den LFS fast ausschließlich aus anderen europäischen Ländern stammen. Da diese als relativ zuverlässige Handelspartner eingestuft werden können, ist das Risiko der Importabhängigkeit als eher gering zu bewerten. Verglichen mit Erdgas und Uran, deren Vorkommen geologisch bestimmt sind, kann Wasserstoff prinzipiell in vielen Ländern produziert werden. Die Zahl potenzieller Lieferländer ist somit höher, sodass eine Diversifizierungsstrategie die Abhängigkeit von einzelnen Ländern verringern kann – vorausgesetzt, die Erzeugungs- und Transportkapazitäten für Wasserstoff werden ausreichend schnell und umfänglich genug ausgebaut, um die wachsende Nachfrage zu decken.

3.5 Akzeptanz

Grundsätzlich gibt es in Deutschland eine hohe gesellschaftliche Zustimmung für den Ausbau der erneuerbaren Energien. So stimmten in einer repräsentativen Umfrage über 80 Prozent der Befragten dem weiteren Ausbau der Windkraft generell zu, mindestens zwei Drittel hatten wenig bis keine Bedenken gegenüber dem Neubau in ihrem Wohnumfeld und ungefähr 80 Prozent hatten wenig bis keine Vorbehalte gegen existierende Windkraftanlagen in ihrem Umfeld [74]. Laut einer anderen aktuellen Umfrage bewerten rund

70 Prozent der Befragten Solarparks in der Nähe ihres Wohnorts positiv, ebenso wie den generellen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien [75]. Trotz dieser hohen Zustimmungsraten gibt es bei Projekten vor Ort allerdings durchaus Widerstände, in der Vergangenheit vor allem gegen den Bau von Windparks.

Da es sich bei Grundlastkraftwerken eher um wenige große Projekte und nicht um viele kleine Anlagen handelt, ist gegebenenfalls weniger die Akzeptanz vor Ort ausschlaggebend als vielmehr die generelle gesellschaftliche Bewertung der Technologie. Diese ist für die untersuchten Grundlasttechnologien unterschiedlich und kann sich außerdem im Laufe der Zeit ändern. Umfragen zur Kernenergie zeigen zum Beispiel, dass es auf die Umsetzungsdetails ankommt: Während in einer Umfrage des Nachrichtenmagazins „Spiegel“ eine große Mehrheit der Befragten die Laufzeitverlängerung befürwortete, lehnte gleichzeitig die Mehrheit den Neubau von KKW ab [76]. Neuere Umfragen zu CCS zeigen ebenfalls, dass sich die stark ablehnende Haltung der Bevölkerung in den letzten Jahren zu einer eher neutralen Einstellung gewandelt hat [26]. Wichtig ist, dass die Politik ergriffene Maßnahmen gut erklärt, gesamtsystemisch einordnet und begründet – auch im Vergleich zu möglichen Alternativen – sowie ihre Bedeutung in einem Gesamtpfad hin zur Klimaneutralität deutlich macht.

Fazit Kapitel 3:

Für keinen der hier betrachteten Aspekte stellen Grundlastkraftwerke eine Notwendigkeit dar. Den größten Einfluss üben sie voraussichtlich auf die Bereiche Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit aus. Im Folgenden wird daher auf Basis von Energiesystemanalysen des Fraunhofer ISI dargestellt, welche Auswirkungen sich durch Grundlastkraftwerke im Energiesystem ergeben und unter welchen Umständen daraus Vorteile erwachsen würden. Die Ausführungen in Kapitel 2 haben gezeigt, dass realistisch nur KKW und Erdgas mit CCS in relevanten Größenordnungen bis zum Jahr 2045 umsetzbar wären. In Kapitel 4 steht daher der Einfluss eines hypothetischen, ambitionierten Zubaus dieser beiden Technologien auf die Transformation hin zur Klimaneutralität im Fokus. Hinsichtlich der Entwicklung von Geothermie und Kernfusion für die Stromversorgung stellt sich primär die Frage der für einen wirtschaftlich tragfähigen Einsatz zu erreichenden Kostenschwelle – denn für eine sichere Versorgung werden sie mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zwingend benötigt. Weil sie langfristig aber eine Option darstellen könnten, spannt Kapitel 5 den langfristigen Zeithorizont auf und analysiert, welchen Beitrag alle Grundlasttechnologien im Sinne eines kostenoptimalen Energiesystems perspektivisch leisten könnten.

4 Grundlastkraftwerke im deutschen/europäischen Energiesystem bis 2045

Dieses Kapitel stellt die Erkenntnisse für einen Zubau von Grundlastkraftwerken bis zum Jahr 2045 dar, die aus der vom Fraunhofer ISI vorgenommenen Energiesystemmodellierung gewonnen wurden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten bis zu einer Realisierung, müsste ein solcher Zubau zeitnah in die Wege geleitet werden und auf eine oder beide der aktuell großskalig verfügbaren Technologien setzen, das heißt auf KKW und/oder Erdgas mit CCS – andernfalls wäre eine Realisierung bis 2045 nicht absehbar. Dementsprechend konzentriert sich die Modellierung auf den Zubau dieser Technologien mit den beiden Szenarien *KKW⁸* und *Gas mit CCS*. Als *Referenzszenario* dient ein drittes berechnetes Szenario, das fast komplett dem Szenario *T45-Strom** der LFS entspricht; es unterscheidet sich von diesem lediglich durch die halbierten Vorgaben für den Mindestzubau an PV und Windkraft in Deutschland. Diese Änderung dient dazu, dem Modell bei den Berechnungen mehr Spielräume bei der Auswahl der Stromerzeugungstechnologien zu gewähren.

4.1 Möglicher Umfang der betrachteten Grundlastkraftwerke bis zum Jahr 2045

Zwanzig Jahre sind es noch bis zum Jahr 2045 – und damit genauso lange wie seit der Entscheidung von EDF im Jahr 2004 vergangen ist, den EPR in Flamanville zu bauen [77]. Dieser wurde im Herbst 2024 das erste Mal testweise hochgefahren, und seine Inbetriebnahme könnte in naher Zukunft erfolgen. Vor diesem Hintergrund stellt sich speziell für KKW die Frage, mit welchem Umfang bei einem Zubau bis zum Jahr 2045 unter optimistischen Annahmen gerechnet werden kann.

Der für die Modellrechnungen des Fraunhofer ISI angenommene Zubau an Grundlastkraftwerken wird in Tabelle 1 dargestellt. Die aufgeführten Kapazitäten in Deutschland und Europa ergänzen die bereits installierten und geplanten KKW, die in den LFS für das europäische Ausland vorgesehen sind. Dem Modell wurden diese installierten Leistungen fest vorgegeben.

Geografischer Raum	Jahr 2035	Jahr 2040	Jahr 2045
Deutschland	0 GW	10 GW	20 GW
Europa (ohne Deutschland)	0 GW	20 GW	40 GW

Tabelle 1: Installierte Leistung der zusätzlichen Kernkraftwerke bzw. Erdgaskraftwerke mit CCS in den Modellrechnungen.

Die hier für das Jahr 2045 angenommene installierte Leistung an Grundlastkraftwerken in Deutschland entspricht in etwa der maximalen Leistung der KKW, die in Deutschland für eine längere Zeit am Netz waren: In den Jahren 1994 bis 2003 kamen sie auf eine Leistung von 22,7 GW [4] und trugen damals bis zu 30 Prozent zur jährlichen Stromerzeugung bei [78]. Der Beitrag der in den Modellrechnungen hinzugefügten 20 GW würde aufgrund der Erwartung eines zukünftig steigenden Strombedarfs im Jahr 2045 ungefähr 13 Prozent entsprechen.

Der in der Modellierung angenommene Zubau an KKW für Gesamteuropa von 60 GW ergäbe in Summe mit den bereits in den LFS hinterlegten KKW einen Gesamtumfang von 115 GW an Erzeugungskapazität im Jahr 2045, von denen ungefähr 100 GW bis dahin noch neu aufgebaut werden müssten. Das würde einen durchschnittlichen Zubau von 10 GW pro Jahr ab 2035 erfordern (Jahr der Inbetriebnahme), was ausgesprochen

⁸ In den Szenarien des ISI werden an dieser Stelle nicht explizit KKW, sondern generische Grundlastkraftwerke modelliert, das heißt ohne Bezug auf eine konkrete Technologie. Sie werden hier als KKW interpretiert, da sich diese in der in Kapitel 2 dargestellten Analyse der ESYS-Arbeitsgruppe als die einzige Grundlasttechnologie neben Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS herauskristallisiert haben, die bis zum Jahr 2045 großskalig verfügbar sein könnte.

ambitioniert ist. Zum Vergleich: Im Zeitraum 1980 bis 1989 wurden auf dem Gebiet der heutigen EU plus Großbritannien und Schweiz im Schnitt ebenfalls fast exakt 10 GW pro Jahr an Kernkraftwerken zugebaut, und dies über zwanzig Jahre nach Inbetriebnahme des ersten KKW zur Stromproduktion (Abbildung 4). Vor diesem Hintergrund stuft die Arbeitsgruppe höhere Zubauraten als die in den Modellen hinterlegten, als nicht erreichbar ein. Auch eine Allianz europäischer Staaten, die KKW ausbauen möchte, geht europaweit von nur 50 GW zusätzlich realisierbaren Kapazitäten bis zum Jahr 2050 aus [5].

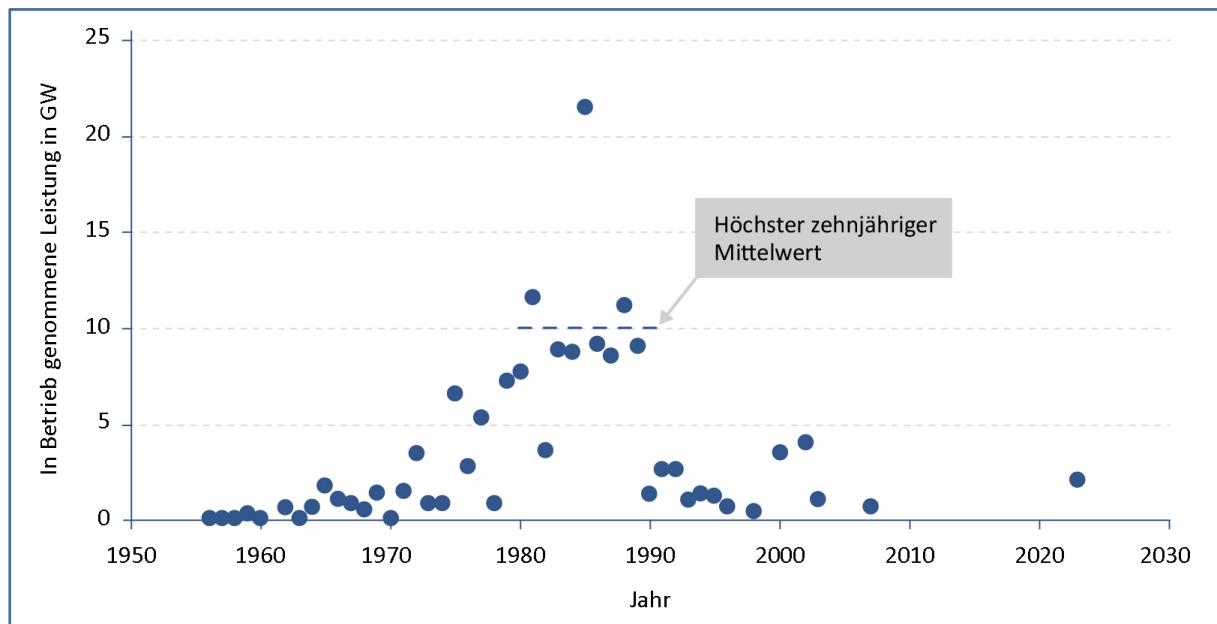


Abbildung 4: Neu in Betrieb genommene Kernkraftwerke auf dem Gebiet der heutigen EU plus Großbritannien und Schweiz. Die gestrichelte Linie stellt den höchsten zehnjährigen Mittelwert dar, dieser wurde in den Jahren 1980 bis 1989 erreicht. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten vom PRIS der IAEA [4].

Für Erdgas-Kombikraftwerke mit CCS wurden die gleichen Zubauraten wie für KKW angesetzt. Diese Festlegung beruht weniger auf einer Abschätzung des Machbaren, sondern dient vielmehr in erster Linie der besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse untereinander.

Laut Bundesklimaschutzgesetz 2021 soll die Energiewirtschaft ihre THG-Emissionen bis 2030 auf 108 Millionen Tonnen pro Jahr reduzieren [79; 80]. Gegenüber dem bereits in den Jahren 2020 und 2023 erreichten Niveau entspricht dies noch einmal annähernd einer Halbierung und nur noch einem Drittel der Emissionen des Jahres 2017 – bei einem gleichzeitig prognostizierten Anstieg des Strombedarfs durch zunehmende Elektrifizierung. Es ist daher notwendig, den Umbau der Stromerzeugung ohne Verzögerung fortzuführen, um die gesetzten Klimaziele zu erreichen und die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Es ist daher notwendig, den Umbau der Stromerzeugung ohne Verzögerung fortzuführen, um die gesetzten Klimaziele zu erreichen und auch, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden.

Im Zeitraum bis 2030 können neue Grundlastkraftwerke nicht zu diesem Umbau beitragen, da ihre Planungs- und Bauzeiten deutlich länger ausfallen. Diese Beurteilung wird gestützt durch Einschätzungen zu den bereits in Vorbereitung befindlichen neuen Kraftwerken – diese sind im Vergleich zu Grundlastkraftwerken einfacher und schneller zu errichtende Gaskraftwerke –, die im Rahmen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (vormals „Kraftwerksstrategie“) geplant sind. Laut Aussagen aus Branchenkreisen ist ihre komplette Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 unwahrscheinlich. [81]

4.2 Veränderung der Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke

Sowohl KKW als auch Erdgaskraftwerke mit CCS ersetzen laut den Modellierungsergebnissen mit ihrer Produktion in Deutschland hauptsächlich und beide in fast gleichem Umfang Stromimporte (siehe Abbildung 5): Die Nettostromimporte nach Deutschland liegen in beiden Szenarien mit ungefähr 130 Terawattstunden (TWh) um etwa 20 Prozent niedriger als im *Referenzszenario*. Darüber hinaus ersetzen die genannten Kraftwerke Strom aus Wasserstoffkraftwerken, was die Wasserstoffverstromung um ungefähr 40 Prozent reduziert. Im Szenario *KKW* reduziert sich außerdem ein wenig die erforderliche Stromproduktion aus Windenergie an Land (-6 Prozent) und in sehr geringem Umfang aus PV-Freiflächenanlagen (-2 Prozent). Im Gegensatz dazu verringert sich beim Szenario *Erdgas mit CCS* nur leicht die Windenergie an Land (-3 Prozent). Der Ausbau der Grundlastkraftwerke in Deutschland wirkt sich darüber hinaus auch auf das europäische Energiesystem aus: Durch die Reduzierung der Stromimporte nach Deutschland und in geringem Umfang auch der Wasserstoffnachfrage in Deutschland verringert sich der erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien vor allem im europäischen Ausland.

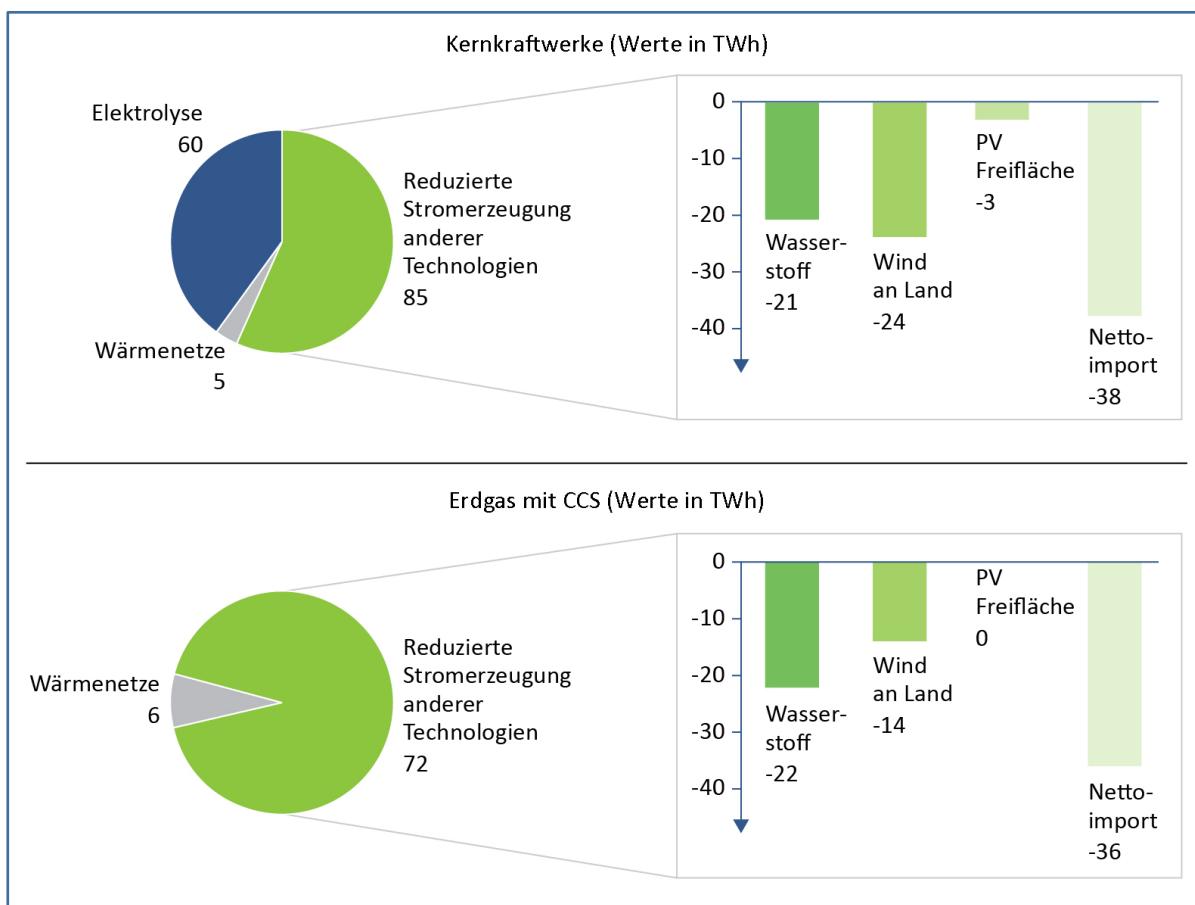


Abbildung 5: Einsatz des erzeugten Stroms aus den zusätzlichen Kraftwerken im Jahr 2045 (linke Seite) und Reduktion anderer Stromerzeugung im Vergleich zum *Referenzszenario* (rechte Seite), jeweils für Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis des Berichts vom Fraunhofer ISI [1].

In beiden Szenarien mit Grundlastkraftwerken nimmt der Stromanteil bei der Wärmeversorgung über Fernwärmenetze leicht zu, da knapp 10 Prozent mehr Großwärmepumpen zum Einsatz kommen. Den größten Einzelbeitrag aus ihrer gesamten Erzeugung liefern KKW für die Wasserstoffherstellung (mehr Details dazu siehe Kapitel 4.4).

In den Modellrechnungen weisen die KKW eine hohe Auslastung von 7.200 Vollaststunden auf. Sind sie erst einmal errichtet, ist es aufgrund der vergleichsweise geringen variablen Kosten gesamtwirtschaftlich sinnvoll, dass sie möglichst viel Strom erzeugen. Die Erdgaskraftwerke mit CCS laufen wegen der höheren variablen Kosten hingegen nur mit einer mittleren Auslastung: Sie reagieren flexibel auf die Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom. So begrenzt sich im Sommer ihre Stromerzeugung auf die Tagesrandzeiten, wenn kein PV-Strom eingespeist wird. Ob diese Kraftwerke technisch auf einen derart flexiblen Betrieb ausgelegt werden können, wurde hier nicht weiter untersucht. Es wäre aber eine Grundvoraussetzung für die Realisierung des Szenarios *Erdgas mit CCS*. Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien und Speichersysteme reduziert sich die Auslastung der Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS zwischen den Jahren 2040 und 2045 von 4.400 auf 3.500 Vollaststunden. Es zeigt sich, dass beide Arten von Grundlastkraftwerken grundsätzlich auch im Zusammenspiel mit fluktuierenden erneuerbaren Energien sinnvoll zur Stromerzeugung beitragen können. Ob die Errichtung der Grundlastkraftwerke unter Berücksichtigung der Investitionskosten dabei auch wirtschaftlich sinnvoll ist, wird in Abschnitt 4.5 diskutiert.

Wasserstoffkraftwerke kommen in allen Szenarien zum Einsatz, um Zeiten mit wenig Wind- und Solarstrom zu überbrücken. Mit 600 bis 800 Vollaststunden im Jahr 2045 ist ihre Auslastung allerdings sehr gering. In den zwei Szenarien mit Grundlastkraftwerken wird Wasserstoff nur in den Zeiten verstromt, in denen die Grundlastkraftwerke bereits ausgelastet sind. Die benötigte Leistung an Wasserstoffkraftwerken ist mit 50 GW im Jahr 2045 in Deutschland in beiden Szenarien mit Grundlastkraftwerken um knapp 20 Prozent niedriger als im *Referenzszenario*.

Mit Blick auf die Veränderungen in Europa lässt sich festhalten, dass die zusätzlichen Grundlastkraftwerke teilweise die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ersetzen. In Deutschland geschieht dies laut den Modellrechnungen hauptsächlich bei der Windenergie an Land, in anderen europäischen Ländern mehr bei PV-Freiflächenanlagen. Bezogen auf Gesamteuropa wird der Ausbau der erneuerbaren Energien durch die Grundlastkraftwerke um 5 (Szenario *Erdgas mit CCS*) bis 10 Prozent (Szenario *KKW*) reduziert. 60 GW Zubau an Grundlastkraftwerken stehen dabei einem Wegfall von 70 bis 100 GW Windenergie an Land und 95 bis 230 GW PV gegenüber (der jeweils untere Wert ergibt sich beim Szenario *Erdgas mit CCS* und der obere beim Szenario *KKW*). Dessen ungeachtet sind PV und Windenergie in allen Szenarien die mit Abstand wichtigsten Stromlieferanten und werden sehr stark ausgebaut – bis 2045 insgesamt auf etwa das Dreifache der heute installierten Leistung.

4.3 Optimale Standorte für Grundlastkraftwerke aus Systemsicht

Da sich die Standorte der Grundlastkraftwerke unter anderem auf den erforderlichen Netzausbau auswirken, beeinflusst deren Auswahl auch die Gesamtsystemkosten. Welche Standorte kostenoptimal sind, hängt unter anderem von den regionalen Potenzialen der erneuerbaren Energien und der regionalen Stromnachfrage sowie von den bereits in den LFS modellierten KKW anderer europäischer Staaten ab (siehe Anhang unter „Geografische Verteilung der in den Langfristzenarien modellierten Kernkraftwerke“).

Die Modellrechnungen zeigen, dass die zusätzlichen Grundlastkraftwerke im Hinblick auf die europaweiten Gesamtsystemkosten idealerweise in einem großräumigen Korridor von London über die Niederlande, Belgien, West- und Süddeutschland bis nach Norditalien errichtet werden sollten (Abbildung 6). Hinzu kommen die bereits in Betrieb befindlichen und aktuell geplanten Kernkraftwerke, sodass es in den Szenarien auch Kernkraftwerke außerhalb dieses Korridors gibt – insbesondere in Frankreich mit seinem großen Kernkraftwerkspark.

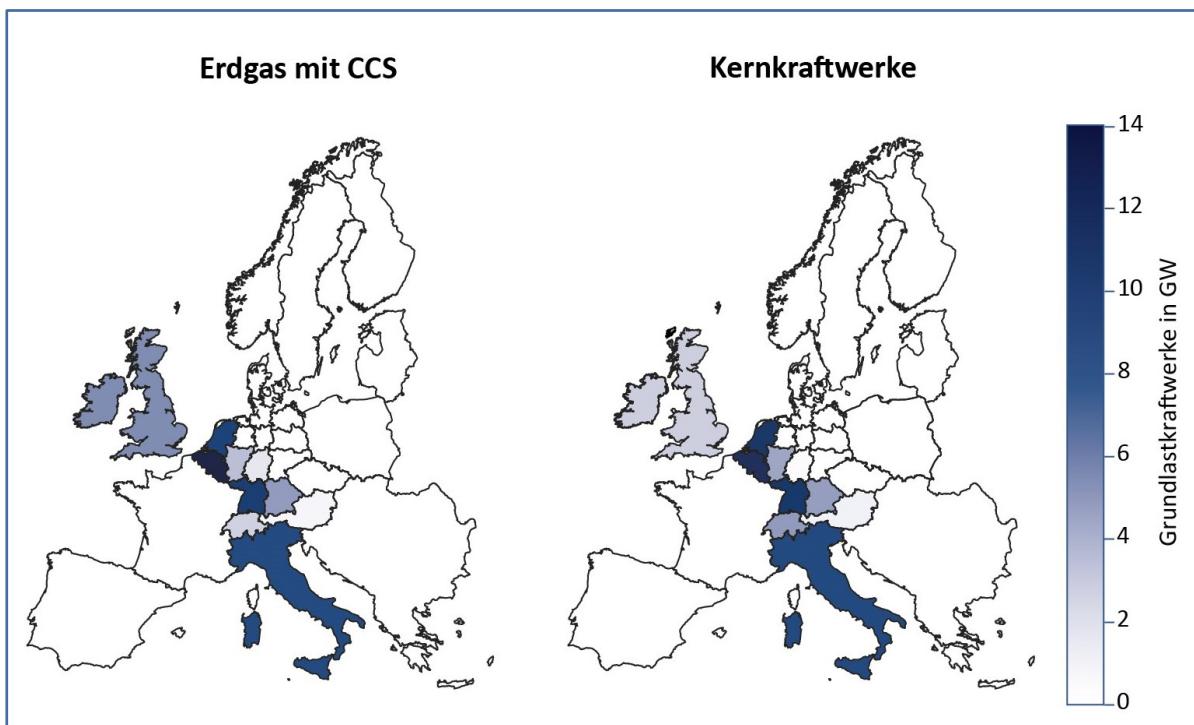


Abbildung 6: Standorte der zusätzlichen Grundlastkraftwerke in Europa in den Modellergebnissen für das Jahr 2045. Bereits bestehende und in der Modellierung der LFS enthaltene KKW sind in den Zahlen nicht enthalten, sie sind aber im Anhang unter „Geografische Verteilung der in den Langfristszenarien modellierten Kernkraftwerke“ dargestellt. Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis des Berichts vom Fraunhofer ISI [1].

In der Realität sind für die Standortentscheidungen nicht nur die im Modell abgebildeten Kosten entscheidend: Weitere Aspekte wie die gesellschaftliche Akzeptanz, rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen sowie regionale Besonderheiten in den jeweiligen Ländern sind ebenfalls relevant. So können die aus betriebswirtschaftlicher Sicht optimalen Standorte etwa aufgrund eines unterschiedlichen Strommarktdesigns, einer anderen Besteuerung und Subventionierung oder allgemein der gesetzlichen Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern von den hier ermittelten Standorten abweichen. Wie hoch die Mehrkosten für das Gesamtsystem bei einer abweichenden Standortwahl wären (zum Beispiel durch zusätzlichen Stromnetzausbau), wurde nicht berechnet.

4.4 Auswirkungen der Grundlastkraftwerke auf die Struktur des Energiesystems

Durch die Standorte der zusätzlichen Grundlastkraftwerke in Zentraleuropa verlagert sich die europäische Stromerzeugung im Modell etwas von den Randregionen ins Zentrum. Damit verschiebt sich im Szenario KKW auch ein Teil der Wasserstofferzeugung von den Randgebieten Europas hin zu den Standorten der KKW in Zentraleuropa. Dies führt dazu, dass die Elektrolyseleistung in Deutschland deutlich ansteigt, während gleichzeitig die Strom- und Wasserstoffimporte zurückgehen.

4.4.1 Wasserstoffsystem

In allen Szenarien ist ein umfangreiches Wasserstoffsystem ein wesentlicher Bestandteil des europäischen Energiesystems. Dabei werden Wasserstoff und seine Folgeprodukte in der Industrie sowie als Energieträger in schwer zu elektrifizierenden Bereichen im Verkehrs- und Wärmesektor eingesetzt. Im Stromsektor wirkt Wasserstoff als saisonaler Energiespeicher: In der sonnenreichen Zeit von März bis Oktober wird überschüssiger Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, der dann in den Wintermonaten rückverstromt wird und dabei hilft, den steigenden Strombedarf durch Wärmepumpen zur Gebäudebeheizung zu decken.

Die Modellrechnungen zeigen, dass vor allem die – im Verbund mit Kavernenspeichern flexible – Nachfrage nach Wasserstoff die hohe Auslastung der KKW ermöglicht. In Deutschland werden etwa 40 Prozent des durch die KKW erzeugten Stroms für die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse verwendet. Dies ersetzt Wasserstoffimporte aus Süd-, Nord- und Osteuropa nach Deutschland. Die Wasserstofferzeugung findet zu Zeiten mit Stromüberangebot statt. In Phasen mit hoher Residuallast hingegen ersetzt der Strom aus Grundlastkraftwerken teilweise die Rückverstromung von Wasserstoff, wodurch in Deutschland die Stromerzeugung aus Wasserstoff um ungefähr 40 Prozent und die Nachfrage nach Wasserstoff insgesamt um 10 Prozent sinkt.

Mit 33 GW im Jahr 2045 liegt die installierte Leistung an Elektrolyseuren in Deutschland im Szenario KKW mehr als 40 Prozent höher als im *Referenzszenario*. Die Wasserstofferzeugung nimmt durch eine etwas höhere Auslastung der Elektrolyse sogar um mehr als 50 Prozent zu, von 76 auf 118 TWh. Durch die gestiegene inländische Erzeugung muss weniger Wasserstoff importiert werden: Die Importe von reinem Wasserstoff, die in den Szenarien ausschließlich aus anderen europäischen Ländern stammen, gehen von 312 auf 230 TWh zurück. Erdgaskraftwerke mit CCS ersetzen ebenfalls zum Teil die Rückverstromung aus Wasserstoff und reduzieren dadurch die Wasserstoffimporte nach Deutschland auf 274 TWh, also in geringerem Umfang als KKW. Das liegt daran, dass der Strom aus den Erdgaskraftwerken mit CCS nicht zur Elektrolyse eingesetzt wird, weil dies wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig wäre gegenüber Wasserstoffimporten.

Anders als in Deutschland führen die Grundlastkraftwerke in Gesamteuropa nicht zu einem Anstieg, sondern sogar zu einer leichten Reduktion der installierten Elektrolyseleistung und Wasserstofferzeugung, da weniger Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt werden muss. Die Wasserstoffimporte nach Europa sind bereits im *Referenzszenario* mit 50 TWh im Jahr 2045 sehr gering. Sie kommen hauptsächlich per Pipeline aus der MENA-Region nach Italien und reduzieren sich in beiden Szenarien mit Grundlastkraftwerken weiter auf 30 TWh.

Die durchschnittliche Auslastung der Elektrolyseure in Gesamteuropa liegt bei 2.800 Vollaststunden in den Szenarien *Referenz* und *Erdgas mit CCS* und steigt auf 3.060 Vollaststunden im Szenario KKW, da sich hier die Stromerzeugung zeitlich etwas gleichmäßiger gestaltet. Dies kann sich positiv auf die betriebswirtschaftliche Rentabilität der Elektrolyseure auswirken. In Deutschland liegt die Auslastung der Elektrolyseure jeweils um etwa 500 Vollaststunden höher.

4.4.2 Energietransportnetze

In den Szenarien mit zusätzlichen Grundlastkraftwerken werden diese in Regionen mit dem höchsten Nettoenergieimport platziert. Die Nettoflüsse an Strom und Wasserstoff aus den nachfrageärmeren Randregionen nach Zentraleuropa reduzieren sich dadurch, wobei die wesentlichen Handelsrichtungen bestehen bleiben. Die erforderlichen Transportkapazitäten gehen in der allgemeinen Tendenz in geringerem Umfang zurück als die Nettoflüsse. Der gesamtwirtschaftlich optimale Netzausbau für Strom und für Wasserstoff würde daher durch den Zubau von Grundlastkraftwerken weniger beeinflusst, als die Reduktion der Importe zunächst vermuten ließe.

Innerhalb Deutschlands werden die Grundlastkraftwerke vor allem im Süden angesiedelt. An den Austauschleistungen für Strom ergibt sich dadurch keine Veränderung, die netto transportierten Strommengen reduzieren sich jedoch: Im Szenario KKW muss weniger Strom aus den windreichen Regionen in Norddeutschland nach Süddeutschland sowie von Ostdeutschland in die Mitte und nach Westen transportiert werden. Beim Wasserstoff reduziert sich die Transportkapazität von Mitteldeutschland nach Westen. Die Nettoenergieflüsse beim Wasserstoff verringern sich auf den Routen von Norden und Süden nach Westdeutschland und von Ost- nach Mitteldeutschland.

4.4.3 Langzeitspeicher

Der Bedarf an Kavernenspeichern für Wasserstoff reduziert sich in beiden Szenarien mit zusätzlichen Kraftwerken: im Szenario *KKW* um rund 10 Prozent und im Szenario *Erdgas mit CCS* sogar um etwa 20 Prozent, da hier Erdgas mit seiner eigenen Speicherinfrastruktur weiterhin genutzt wird. Dies gilt für Europa insgesamt genauso wie nur für Deutschland. Im letztgenannten Szenario fallen die Unterschiede zum *Referenzszenario* ansonsten geringer aus als beim *KKW*-Szenario: Die Kraftwerke erzeugen aufgrund der niedrigeren Auslastung weniger Strom und führen daher nicht zu einer Ansiedlung zusätzlicher Elektrolyseure in Zentraleuropa.

Zu beachten ist hinsichtlich des Szenarios *Erdgas mit CCS*, dass zusätzlich zur Wasserstoffinfrastruktur auch in gewissem Umfang Erdgasnetze und -speicher weiterbetrieben werden müssen, um die Versorgung der Erdgaskraftwerke sicherzustellen. Im *Referenz*- und im *KKW*-Szenario können diese Infrastrukturen mit dem zunehmenden Ausbau der Wasserstoffnetze und -speicher hingegen sukzessive abgebaut werden. Außerdem werden für den Transport und die Speicherung des in den Erdgaskraftwerken abgeschiedenen CO₂ Transportleitungen und Lagerstätten benötigt, die es zunächst aufzubauen gilt. Inwieweit sich durch die Erdgaskraftwerke mit CCS bezogen auf weitere CCS-Anwendungen (unvermeidbare Emissionen, DAC usw.) Synergien mit oder Konkurenzen um Transport- und Lagerkapazitäten ergeben, wurde nicht untersucht. Sollte der Einsatz von Erdgaskraftwerken mit CCS in Erwägung gezogen werden, sind entsprechend die parallelen Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen sowie Implikationen für die CO₂-Infrastruktur genau in den Blick zu nehmen.

4.4.4 Sektorkopplung und Flexibilisierung der Nachfrage

In den Sektoren Wärmeversorgung und Mobilität, in denen noch besonders hohe Treibhausgaseinsparungen notwendig sind, macht es wenig Unterschied, ob Strom aus PV- und Windkraftanlagen oder aus Grundlastkraftwerken verwendet wird. Die Elektrifizierung, also die Umstellung auf Elektromobilität und Wärmepumpen, bleibt erforderlich, um diese Sektoren klimaneutral zu machen. In den Modellrechnungen nimmt der Anteil der Wärmepumpen in der Fernwärmeversorgung mit der Verfügbarkeit zusätzlicher Grundlastkraftwerke noch einmal leicht zu. Der Verkehrssektor und die dezentrale Wärmeerzeugung in Gebäuden wurden für sich genommen nicht detailliert untersucht.

Durch die Sektorkopplung sowie eine zunehmende Digitalisierung ergeben sich neue Möglichkeiten der Nachfragesteuerung (Demand Side Management). Diese ermöglicht es, den Stromverbrauch in gewissem Maße an die fluktuierende Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie anzupassen. Sie kann aber ebenso genutzt werden, um Strom aus fast durchgehend produzierenden KKW zu den Zeiten aufzunehmen, in denen er überschüssig ist. Von Sektorkopplung und Digitalisierung würde das Energiesystem also in jedem Fall profitieren. Für ein Energiesystem mit 100 Prozent erneuerbaren Energien sind die Flexibilisierung der Nachfrage und der Stromnetzausbau allerdings noch entscheidender als für ein System, in dem ein Teil der Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke geleistet wird. So zeigen die Modellrechnungen, dass in Szenarien mit einer reduzierten Flexibilität der Nachfrage oder einem reduzierten Stromnetzausbau tendenziell etwas mehr Grundlastkraftwerke ausgebaut werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung zu erreichen.

4.5 Veränderung der Gesamtkosten durch Grundlastkraftwerke

Verglichen mit den Grundlasttechnologien sind die Stromgestehungskosten von PV und Windenergie bereits heute niedriger (siehe auch Kapitel 3.1). Allerdings sind die Stromgestehungskosten einer einzelnen Technologie für sich genommen nur bedingt aussagekräftig, da für eine verlässliche Stromversorgung weitere Komponenten (Netze, Speicher, Residuallastkraftwerke etc.) erforderlich sind. Wegen ihrer höheren Stromgestehungskosten könnten Grundlastkraftwerke also nur dann zu einer insgesamt kostengünstigeren Stromversorgung beitragen, wenn die Kosten ihrer Systemintegration erheblich niedriger sind als bei PV

und Windenergie. Dies kann beispielsweise eintreten, wenn der Bedarf an Speichern und/oder Netzausbau durch sie deutlich reduziert wird, sodass die Mehrkosten bei der Stromerzeugung durch Einsparungen bei der Systemintegration überkompensiert werden.

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der im Modell ENERTILE abgebildeten jährlichen Gesamtkosten der Strom-, Wasserstoff- und FernwärmeverSORGUNG. Die Kosten umgelegt auf die in diesen drei Bereichen insgesamt eingesetzte Strommenge bleiben in allen Szenarien über den gesamten Zeitraum hinweg fast konstant und bewegen sich zwischen 51 und 55 €/MWh_{el}. Als wichtiger Hinweis sei an dieser Stelle nochmals betont, dass es sich hierbei um Kosten aus volkswirtschaftlicher Sichtweise handelt (siehe „Exkurs: Der Unterschied zwischen volks- und betriebswirtschaftlicher Betrachtung“ in Kapitel 3).

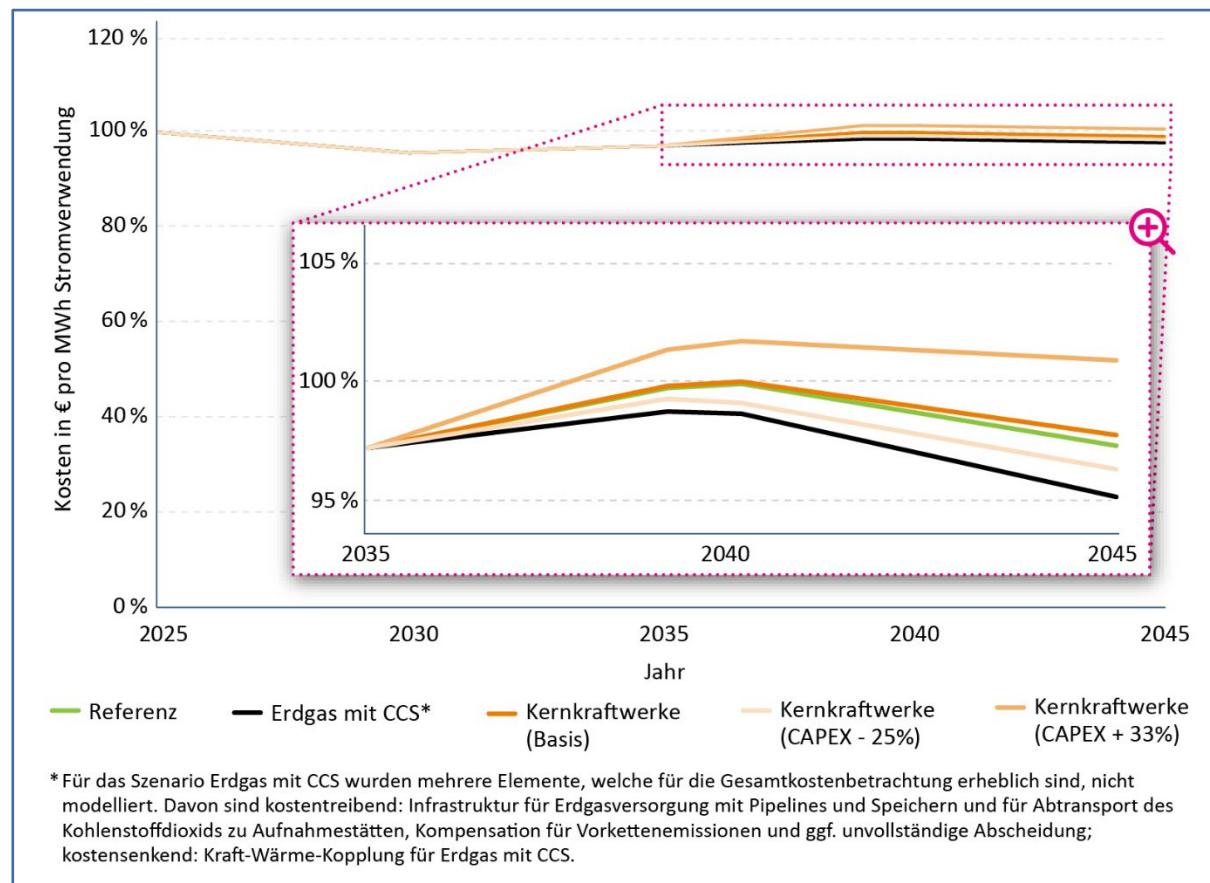


Abbildung 7: Spezifische jährliche Gesamtkosten der im Modell ENERTILE erfassten Komponenten der europäischen Strom-, Wasserstoff- und FernwärmeverSORGUNG, umgelegt auf die in diesen drei Bereichen insgesamt eingesetzte Strommenge. Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis des Berichts vom Fraunhofer ISI [1].

Zugleich sind die Unterschiede zwischen den Szenarien gering. Im mittleren Basisfall mit angenommenen Kosten der KKW bis zur Inbetriebnahme von 10.000 Euro pro Kilowatt (€/kW_{el}) – vergleichbar mit den zuletzt fertiggestellten KKW in Europa – und 15 €/MWh_{el} variablen Kosten sind die jährlichen Gesamtkosten mit zusätzlichen KKW um 0,5 Prozent höher als ohne diese. Bei Kosten von 7.500 €/kW_{el} bringen die KKW hingegen eine Ersparnis von 1 Prozent gegenüber dem Referenzfall. Bei einer ungünstigeren Kostenentwicklung der KKW auf 15.000 €/kW_{el} führen diese zu einer Erhöhung der Gesamtkosten um 3,75 Prozent.

Für Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS sind Kosten bis zur Inbetriebnahme von 1.250 €/kW_{el} mit 53 €/MWh_{el} variablen Kosten angesetzt. Diese bringen in den Modellrechnungen einen Gesamtkostenvorteil von 2 Prozent gegenüber dem *Referenzszenario*. Hier ist allerdings zu berücksichtigen, dass einige Kostenkomponenten im Modell nicht abgebildet sind. Dies betrifft Pipelines und Speicher für die Erdgasversorgung, die in einem Szenario mit Erdgaskraftwerken zusätzlich zum Aufbau der Wasserstofftransport- und Speicherinfrastruktur aufrechterhalten werden müssten. Auch die Kosten für den CO₂-Transport zu den Lagerstätten sind nicht berücksichtigt. Da nicht 100 Prozent des entstehenden CO₂ abgeschieden werden, fallen zudem Restemissionen an, die durch CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre ausgeglichen werden müssten. Auch Methanemissionen bei Förderung und Transport des Erdgases müssten kompensiert werden. Allerdings könnte sich der im Modell nicht berücksichtigte Betrieb der Kraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung sich kostensenkend auswirken. Für eine Beurteilung, ob gesamtwirtschaftliche Kosteneinsparungen durch Erdgaskraftwerke mit CCS zu erwarten sind, müssten daher detailliertere Modellrechnungen durchgeführt werden, die die genannten Faktoren berücksichtigen. Wie bei KKW lässt sich auch bei Erdgaskraftwerken mit CCS aus der Kostenbeurteilung im verwendeten Modell weder ein klarer Vor- noch ein eindeutiger Nachteil ableiten.

Es lässt sich festhalten, dass in den Modellierungsergebnissen zusätzliche Grundlastkraftwerke nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten der Energieversorgung haben. Angesichts der Unsicherheiten bei der Kostenentwicklung der Grundlastkraftwerke, aber auch der erneuerbaren Energien, der Speicher- und Wasserstofftechnologien lässt sich daher keine klare Aussage zum Einfluss der Grundlastkraftwerke auf die zukünftigen Gesamtkosten des Energiesystems ableiten. Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen allerdings auch keine erheblichen möglichen Einsparungen, die sich bei einer Realisierung zusätzlicher Grundlastkraftwerke ergeben könnten.

Fazit Kapitel 4:

In einem von PV und Windkraft geprägten Energiesystem könnten Grundlastkraftwerke mit diesen als Stromerzeugungstechnologien koexistieren. Der Schlüssel hierfür ist ein flexibles Wasserstoffsystem, das Verbrauchsspitzen und Produktionsüberschüsse ausgleichen kann. Die bisher verfolgten Ansätze der Energiewende – Ausbau der erneuerbaren Energien, Sektorkopplung und Elektrifizierung, Ausbau der Stromnetze sowie Aufbau eines Wasserstoffsystems – bleiben auch mit Grundlastkraftwerken wesentliche Pfeiler auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem.

Bezogen auf einzelne Elemente haben die Grundlastkraftwerke aber durchaus Auswirkungen im Energiesystem – beispielsweise auf die benötigte Kapazität an Elektrolyseuren und deren geografische Verteilung. Grundlastkraftwerke könnten den Bedarf an Stromimporten und Importen von reinem Wasserstoff aus Europa nach Deutschland reduzieren.

Die gesamtwirtschaftlichen Kosten werden laut den Modellierungen durch die Berücksichtigung von Grundlastkraftwerken bis zum Jahr 2045 nur leicht beeinflusst. Die Veränderung der gesamtwirtschaftlichen Kosten fällt deutlich geringer aus als die Unsicherheit, die mit der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten einzelner Erzeugungstechnologien, der Errichtung von Speicher- und Transportinfrastrukturen etc. verbunden ist.

5 Langfristige wirtschaftliche Optionen für Grundlastkraftwerke über 2045 hinaus

Das Ziel der Analyse in diesem Kapitel ist eine Abschätzung dazu, welcher Spielraum sich für Grundlastkraftwerke über das Jahr 2045 hinaus im THG-neutralen Energiesystem ergeben könnte, in einer gesamtwirtschaftlich kostenminimalen Konstellation. Die Ergebnisse sind insbesondere als Benchmark für die Entwicklung von Grundlasttechnologien gedacht, namentlich die Kernfusion, die Geothermie zur Stromerzeugung und gegebenenfalls auch SMR im Bereich der Kernspaltung.

Unter der optimistischen Annahme, dass Grundlastkraftwerke deutlich kostengünstiger als die zuletzt im Bau befindlichen zur Verfügung stünden, würden diese in den Szenarien nach dem Jahr 2045 in Deutschland mit bis zu 100 GW installiert (siehe Abbildung 8). Der Zubau ist hier nun modellendogen und nicht mehr exogen vorgegeben wie in Kapitel 4. Der Ausbau von PV und Windenergie ginge in diesem Fall auf das in den Modellierungen vorgegebene Mindestmaß (50 Prozent der heutigen politisch gesetzten Ausbauziele bis zum Jahr 2045) zurück. Die Rückverstromung von Wasserstoff würde bei einem hohen Anteil von Grundlastkraftwerken fast vollständig verschwinden. Bei sehr hoher Stromerzeugung aus Grundlastkraftwerken gleichen sich zudem Importe und Exporte von Strom bilanziell aus, es wird aber weiterhin Strom grenzüberschreitend gehandelt.

In allen Szenarien, in denen Grundlastkraftwerke ins System kommen, laufen diese mit hoher Auslastung. Bei niedrigen variablen Kosten bis 15 €/MWh_{el} erreichen sie über 7.000 Vollaststunden pro Jahr, bei variablen Kosten von 40 €/MWh_{el} immer noch rund 6.000 Vollaststunden pro Jahr. Aufgrund der hohen Auslastung ist ihr Beitrag zur Stromerzeugung mit bis zu 60 Prozent bei sehr niedrigen Kostenparametern beträchtlich.

Ausschlaggebend für den Zubau der Grundlastkraftwerke sind vor allem die Investitionskosten und die weiteren Kosten bis zu einer Inbetriebnahme (dazu gehören in erster Linie Bauzeitkosten, die sich aus der Vorfinanzierung des hohen Kapitalbedarfs über die lange Bauzeit ergeben). Hier liegt die Grenze einer möglichen Wirtschaftlichkeit der Grundlastkraftwerke bei etwa 10.000 €/kW_{el} Gesamtkosten. Bei höheren Gesamtkosten bis zur Inbetriebnahme werden in den Szenarien keine Grundlastkraftwerke installiert – selbst bei niedrigen Betriebskosten.

Liegen die Gesamtkosten nahe der Wirtschaftlichkeitsgrenze von 10.000 €/kW_{el}, ist der Zubau in den Szenarien stark abhängig von den variablen Kosten. Während dann bei niedrigen variablen Kosten noch bis zu 70 GW Grundlastkraftwerke zugebaut werden, kommen sie bei variablen Kosten von 40 €/MWh_{el} überhaupt nicht mehr ins System.

Ein Blick in Kapitel 2.1 verdeutlicht, dass die zurzeit laufenden oder kürzlich abgeschlossenen Neubauprojekte für KKW der neuesten Generation allesamt an der hier ermittelten Wirtschaftlichkeitsgrenze beziehungsweise darüber liegen. Selbst die den Ausbauplänen in Frankreich zugrunde liegenden niedrigeren Kostenannahmen wurden in der Zwischenzeit auf ein Niveau korrigiert, das nur noch leicht unterhalb dieser Grenze liegt. Sollte sich der ansteigende Kostentrend im Zuge der weiteren Planungen fortsetzen – und die empirische Datenlage zeigt eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit dafür (siehe Kapitel 3.2) – wäre die Grenze der gesamtwirtschaftlichen Rentabilität schnell überschritten.

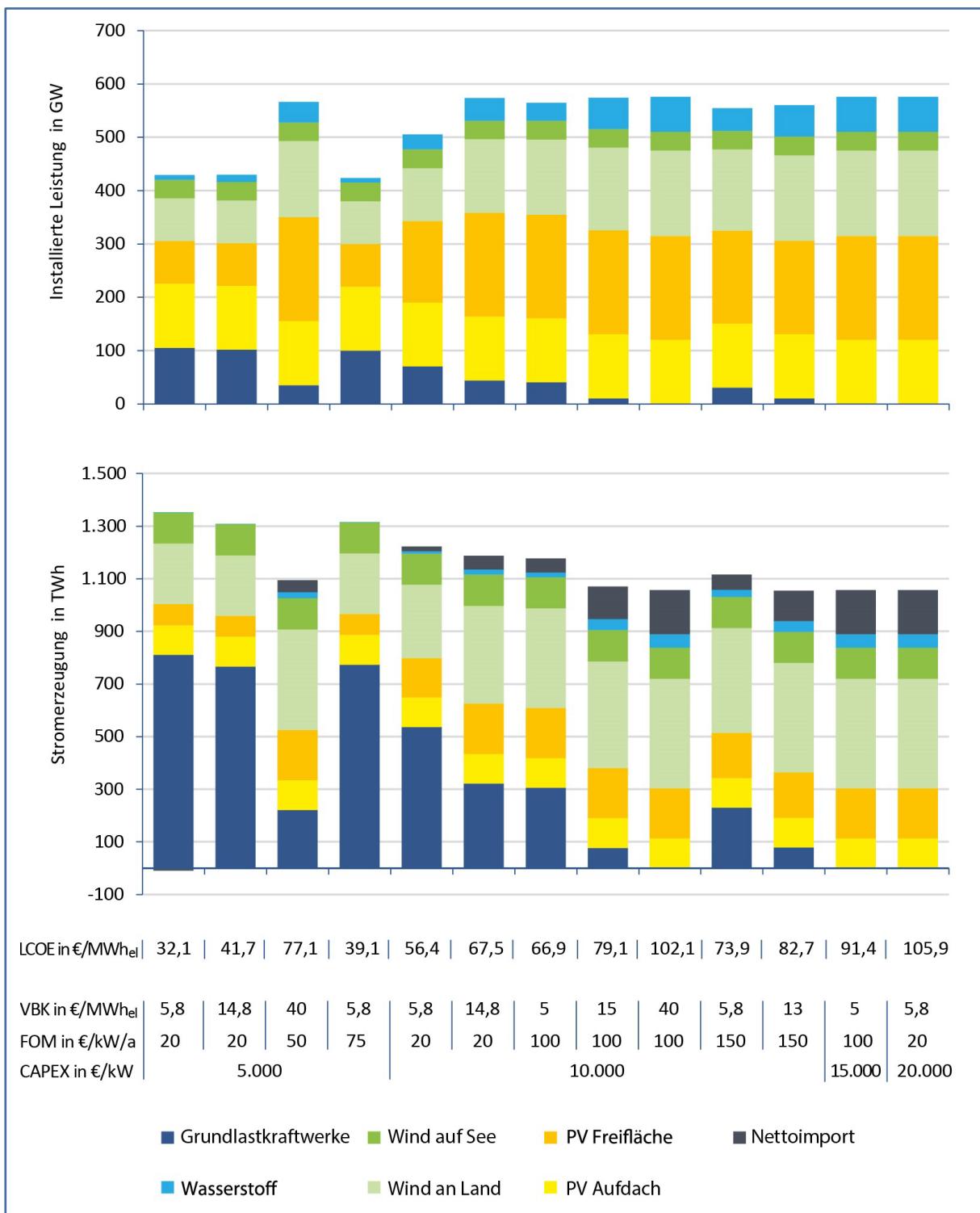


Abbildung 8: In Deutschland installierte Leistung (oben) und Stromerzeugung (unten) der verschiedenen Technologien in der Parametervariation für den Zeitraum nach dem Jahr 2045. Die Abkürzung „VBK“ steht für „variable Betriebskosten“. Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis des Berichts vom Fraunhofer ISI [1].

Die gesamtwirtschaftlich gerechneten LCOE der Grundlastkraftwerke dürfen in den Szenarien maximal bei 90 €/MWh_{el} liegen, damit die Kraftwerke ins System kommen; bei höheren LCOE sind sie nicht wettbewerbsfähig. Abbildung 9 zeigt, dass die in einem kostenoptimalen System installierte Leistung an Grundlastkraftwerken sehr stark abhängig ist von deren Stromgestehungskosten. Zum Vergleich:⁹ In ENERTILE werden für Deutschland ab dem Jahr 2045 die LCOE von PV zu 30 bis 40 €/MWh_{el} (Freifläche) sowie 60 bis 70 €/MWh_{el} (Dachanlagen) und von Windkraft zu 30 bis 80 €/MWh_{el} (an Land) sowie 70 bis 100 €/MWh_{el} (auf See) modelliert. Für Europa liegen die LCOE in der Regel im gleichen Bereich, lediglich bei PV in Südeuropa reduzieren sie sich um bis zu 10 €/MWh_{el} für Freifläche und bis zu 20 €/MWh_{el} bei Dachanlagen. Die Substitution in der Optimierung findet nur gegenüber den jeweils günstigeren Optionen an fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugern (PV auf Freiflächen und Windkraft an Land) statt. Dies liegt daran, dass die beiden teureren Varianten (PV auf Dächern und Wind auf See) in allen Szenarien in Deutschland nur genau bis zum vorgegebenen Mindestzubau ausgebaut werden und für den Optimierer daher kein Spielraum für eine weitere Reduktion vorhanden ist. Für eine gesamtwirtschaftlich kostensenkende Beteiligung an der Stromerzeugung müssten die LCOE der Grundlastkraftwerke demnach in etwa den gleichen Bereich wie bei PV und Windkraft erreichen.

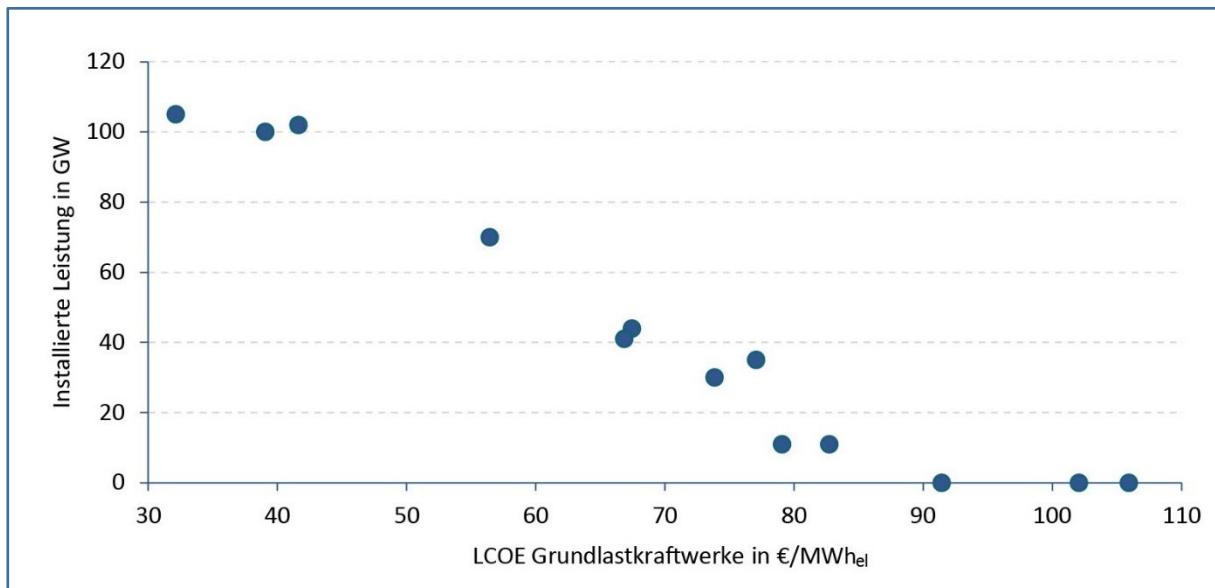


Abbildung 9: Installierte Leistung der zusätzlichen Grundlastkraftwerke in Deutschland in Abhängigkeit von den Stromgestehungskosten.
Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis des Berichts vom Fraunhofer ISI [1].

Die Kosten anderer Komponenten des Energiesystems wurden bei den hier vorgenommenen Untersuchungen nicht variiert, sondern unverändert aus den LFS übernommen. Daher muss im Rahmen dieses Papiers die relevante Frage unbeantwortet bleiben, inwieweit Entwicklungen, die von den gesetzten Annahmen in den LFS abweichen, Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Grundlastkraftwerke nehmen würden. Die Kosten der anderen Komponenten könnten sich dabei prinzipiell sowohl oberhalb als auch unterhalb der getroffenen Annahmen bewegen und diese Abweichung sich auch zwischen den einzelnen Technologien unterscheiden. In Anbetracht langfristig beobachteter Kostendegressionen vor allem bei der Photovoltaik und bei Batteriespeichern, deren Ende aus heutiger Sicht noch nicht absehbar ist, erscheint es plausibel, dass

⁹ Es geht hierbei weniger um den direkten Vergleich der LCOE, der höchstens eingeschränkte Aussagekraft besitzt, wie an anderer Stelle bereits diskutiert. Vielmehr soll eine Einschätzung des LCOE-Niveaus der Stromerzeugung im Modell allgemein ermöglicht werden.

THG-arme Grundlastkraftwerke langfristig noch günstiger sein müssten als oben dargelegt, um mit einem Mix aus erneuerbaren Energien und Speichern wettbewerbsfähig zu sein.

Fazit Kapitel 5:

Grundlastkraftwerke müssten gegenüber den heutigen Neubauprojekten für Kernkraftwerke in Europa deutlich günstiger werden, um langfristig signifikant zu einer kosteneffizienten Stromversorgung beitragen zu können. Würde ihre Kostenstruktur sehr günstig ausfallen, könnten sie laut den Modellrechnungen in erheblichem Umfang ins System kommen; aus Sicht der Arbeitsgruppe ist dies absehbar jedoch nicht zu erwarten. Die dafür notwendigen Kostensenkungen wären nicht durch eine nur graduelle Weiterentwicklung der bestehenden Kernkrafttechnologie in Europa erreichbar. Es wären vielmehr aus heutiger Sicht Sprunginnovationen erforderlich – etwa technische Durchbrüche beim Design von SMR, bei der Bohr- und Extraktionstechnik für Geothermie oder bei der Entwicklung von Kernfusionskraftwerken. Nicht berücksichtigt sind dabei jedoch negative Externalitäten der Technologien wie Sicherheits- und Umweltrisiken.

6 Fazit und Ausblick

Grundlastkraftwerke stellten über Jahrzehnte eine tragende Säule der Stromversorgung in Deutschland und Europa dar. In den letzten Jahren sind sie durch die Entwicklung und den zunehmenden Einsatz neuer Technologien wirtschaftlich jedoch immer mehr unter Druck geraten. Selbst bestehende und bereits abgeschriebene Kraftwerke können zum Teil im Strommarkt nur noch mit Schwierigkeiten wirtschaftlich weiterbetrieben werden. Der Umbau des Energiesystems und damit auch der Wandel bei der Stromversorgung ist noch lange nicht beendet – im Gegenteil wird erwartet, dass sich dieser weiter beschleunigt. Mit der Sektorkopplung wird sich das Stromsystem in seiner Bedeutung deutlich ausweiten, und es wird enger mit dem restlichen Energiesystem verknüpft. Durch die in ausreichendem Umfang kostengünstig verfügbaren Alternativen werden Grundlastkraftwerke ihre frühere, große Relevanz auf absehbare Zeit nicht mehr erreichen. Das bedeutet jedoch nicht, dass sie zukünftig gar nicht mehr als Teil der Energieversorgung in Frage kommen: Wenn sie die wirtschaftlichen, sicherheitstechnischen und klimapolitischen Anforderungen erfüllen, könnten sie eine wertvolle Ergänzung der Energieversorgungsbasis darstellen.

Diese Studie zeigt, dass die Integration zusätzlicher THG-armer Grundlastkraftwerke in einem ambitionierten Umfang von 20 GW in Deutschland beziehungsweise 60 GW in Europa bis zum Jahr 2045 aus systemischer Sicht technisch ohne größere Probleme machbar ist. Die Analysen zeigen aber auch, dass eine solche Integration kaum Auswirkungen auf die Energiekosten des Gesamtsystems hat: Die Effekte liegen zwischen -1 bis -2 Prozent und +4 Prozent und damit deutlich innerhalb der Unsicherheit, die sich aus der Technologie- und Kostenentwicklung in allen Bereichen ergibt. Zu Verschiebungen kommt es beim Import von Strom und Wasserstoff. Eine wesentliche Rolle spielt das Wasserstoffsystem, da seine saisonale Flexibilität eine hohe Auslastung der Grundlastkraftwerke ermöglicht und so deren Wirtschaftlichkeit verbessert.

Zwei zentrale Botschaften lassen sich aus den Ergebnissen ableiten: Zum einen verschieben sich die Kosten der Energieversorgung mit hypothetischen Grundlastkraftwerken nicht grundlegend nach oben oder unten. Zum anderen ist bei allen klimafreundlichen Grundlasttechnologien – unter der Annahme, dass sie zukünftig überhaupt verfügbar sind – die Frage der Kosten zentral für deren Marktdurchdringung. Somit obliegt es den Unternehmen und Stakeholdern, die entsprechende Technologien entwickeln oder vorantreiben, die Kosten der eigenen Technologie realistisch abzuschätzen und dabei gleichzeitig auch die Kosten der Alternativechnologien im Blick zu behalten.

Das Augenmerk ist in diesem Zusammenhang auch auf die Politik beziehungsweise eine mögliche staatliche Unterstützung zu legen: Aufgrund der gegenwärtigen Kostenstrukturen und ihrer aktuell erwarteten zukünftigen Entwicklung erscheint ein Zubau von Grundlastkraftwerken mit einer rein marktwirtschaftlichen Finanzierung wenig realistisch. Es ergäbe sich entsprechend die Frage, welcher Mehrwert durch eine solche staatliche Förderung erzeugt würde. Laut den Ergebnissen der Modellrechnungen und nach Einschätzung der Arbeitsgruppe zeichnen sich bisher keine eindeutigen volkswirtschaftlichen Kostenvorteile ab, die – jenseits von Forschungs- und Entwicklungsausgaben – klar für eine systematische staatliche Förderung für den Aufbau beziehungsweise den Betrieb von Grundlastkraftwerken sprechen würden.

Deutlich wird auch, dass zusätzlich zu installierende Grundlasttechnologien vor dem Jahr 2040 kaum einen relevanten Beitrag zur Energieversorgung leisten könnten. Die Klimaziele im Energiesektor und die Sicherung der Energieversorgung generell bis zum Jahr 2030 müssen also in jedem Fall durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden und bis 2040 im Wesentlichen auch. Für wesentliche Bausteine, die für die Umsetzung der Energiewende notwendig sind – etwa die Elektrifizierung im Wärme- und Ver-

kehrssektor sowie in der Industrie, den Aufbau eines Wasserstoffsystems und den Ausbau der Stromnetze –, würde sich auch nach 2040 kaum etwas verändern, denn diese sind in einem System mit Grundlastkraftwerken ebenso erforderlich.

Für die in Frage kommenden Technologien lässt sich festhalten:

- Die Kernfusion könnte eine potenziell interessante Energiequelle werden, in diesem Fall aller Voraussicht nach aber erst ab der zweiten Hälfte des Jahrhunderts einen nennenswerten Beitrag leisten. Über die Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes in einem bereits THG-neutralen deutschen Energiesystem lassen sich bisher kaum belastbare Aussagen treffen.
- Die geothermische Stromerzeugung ist bereits heute einsatzfähig und in Nischenanwendungen eine beachtenswerte Option. Für einen größeren Ausbau wären jedoch noch umfangreiche Entwicklungsfortschritte notwendig.
- Kernkraftwerke sind schon heute großtechnisch verfügbar. Herausforderungen für einen erfolgreichen Einsatz ergeben sich aus Sicherheitsrisiken und der Problematik des strahlenden Abfalls, insbesondere aber auch der mangelhaften Wirtschaftlichkeit. Vielversprechende Ansätze sind in der Diskussion, um einem Teil der Probleme zu begegnen. Eine Umsetzung der Ideen wie zum Beispiel der SMR oder vorteilhafter neuartiger Reaktorkonzepte in realen Anlagen steht weltweit bisher jedoch noch aus.

Im Hinblick auf die potenzielle Rolle von Erdgaskraftwerken mit CCS für die Energieversorgung Europas ergibt sich eine vorläufige tendenziell positive Einschätzung hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit und Vorteilhaftigkeit, für ein belastbares Urteil wären jedoch unbedingt noch genauere Analysen erforderlich. Dies wäre auch relevant mit Blick auf die im Rahmen der deutschen Carbon-Management-Strategie geplante Zulassung von Erdgaskraftwerken mit CCS. Insbesondere wäre der zusätzliche Infrastrukturaufwand für den Erdgas- und CO₂-Transport genauer zu betrachten. Hinsichtlich einer tragfähigen Einschätzung der Wirtschaftlichkeit wären Berechnungen mit einer vollständigen Modellierung unbedingt notwendig und zusätzliche Sensitivitätsanalysen unter anderem bezogen auf den Erdgaspreis sinnvoll. Auch die Höhe von und der Umgang mit Restemissionen durch unvollständige CO₂-Abscheidung und Methanemissionen in der Vorkette sollten beleuchtet werden. Weitere Fragestellungen, die im Hinblick auf Erdgaskraftwerke mit CCS untersucht werden sollten, werden im kürzlich veröffentlichten ESYS-Impuls zum Kohlenstoffmanagement [27] aufgeführt.

Sollte längerfristig der Ausbau von Grundlasttechnologien systematisch verfolgt werden, müssten sich die Kraftwerke in ein Energiesystem integrieren, das maßgeblich auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basiert. Die Integration von Grundlastkraftwerken ist zu hohen Anteilen grundsätzlich systemisch-technisch möglich. Ob es wirtschaftlich sinnvoll ist, hängt davon ab, ob es durch erhebliche Fortschritte bei den jeweiligen Grundlasttechnologien gelingt, die klimaneutralen Stromerzeugungskosten dieser Kraftwerke deutlich unter das Kostenniveau heutiger Schätzungen für den Neubau von Kernkraftwerken zu reduzieren.

Anhang

6.1 Ein kurzer Blick auf das Energiesystemmodell ENERTILE vom Fraunhofer ISI

Die hier dargestellte Szenarioanalyse wurde vom Fraunhofer ISI mit seinem Energiesystemmodell ENERTILE [82] durchgeführt. Die Berechnung basiert auf dem Szenario *T45-Strom** der Langfristszenarien (LFS) [83].

Im Projekt „Langfristszenarien“ werden detaillierte Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der deutschen Energieversorgung im europäischen Kontext ausgearbeitet. Die Berechnungen werden in einem Verbund auf der Basis verschiedener Modelle für einzelne Teilbereiche vorgenommen. Die Projektleitung liegt beim Fraunhofer ISI, das sich mit seinem Energiesystemmodell ENERTILE am Modellverbund beteiligt. Die für die ESYS-Arbeitsgruppe durchgeführte Berechnung und Analyse von Szenarien erfolgte nur mit ENERTILE, das heißt ohne den restlichen Modellverbund.

ENERTILE bildet Erzeugung, Netze und Speicher für die Energieträger Strom und Wasserstoff sowie die Umwandlung dieser beiden Energieträger untereinander ab. Die Bereitstellung der Wärme für die netzgebundene Wärmeversorgung ist ebenfalls Teil des Modells. Geografisch deckt das Modell Europa ab (EU 27 plus Großbritannien, Norwegen und Schweiz), das in 27 Regionen aufgeteilt ist; der Fokus der regionalen Auflösung wird dabei auf Deutschland gelegt. Zur Abdeckung der Zeitdimension wird das Wetterjahr 2010 in stündlicher Auflösung herangezogen¹⁰. ENERTILE arbeitet intern mit der Methode der linearen Optimierung unter einem sogenannten gesamtwirtschaftlichen Ansatz: Es simuliert einen „zentralen Planer“, der den perfekten Überblick über den kompletten Simulationszeitraum in allen im Modell enthaltenen Details hat und das globale Optimum anstrebt. Diese Herangehensweise hat den Vorteil, dass das Ergebnis mathematisch eindeutig definiert und nachvollziehbar sowie mit heutigen Computern praktisch berechenbar ist. Es stellt jedoch einen in der Praxis nicht realisierbaren Idealfall dar. Ziel dabei ist die Deckung des vorgegebenen Energiebedarfs zu möglichst geringen Kosten unter Einhaltung vorgegebener maximaler THG-Emissionen. Die Kosten beinhalten die Betriebs- sowie die Investitionskosten für die im System enthaltenen Anlagen (umgerechnet auf eine Annuität). Der angelegte Zinssatz zur Berechnung der Annuitäten beträgt zwei Prozent und liegt, dem gesamtwirtschaftlichen Ansatz entsprechend, im niedrigen Bereich sozialer Diskontraten. Trotz aller Detaillierung des Modells ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen, dass es sich um eine hoch aggregierte Abstrahierung der Realität handelt.

Die in sich geschlossene Optimierung eines Jahres, inklusive der stündlichen Einsatzplanung und des notwendigen Zubaus unter Berücksichtigung bestehender Kapazitäten, stellt die Kernfunktionalität von ENERTILE dar. Ein sich über viele Jahre erstreckender Entwicklungspfad kann auf dieser Basis durch die gemeinsame Optimierung einer Reihe an Stützjahren erfolgen. Für die Ergebnisse in diesem Papier wurden drei Pfadrechnungen durchgeführt, ausgehend vom heutigen System bis zum Zieljahr für THG-Neutralität in Deutschland 2045. Zusätzlich wurde als Ausblick auf die Zeit danach eine Parametervariation für das Zielsystem im Jahr 2045 vorgenommen, wobei die Kostenparameter der Grundlastkraftwerke, der vorgegebene Mindestausbau der erneuerbaren Energien sowie der Ausbau der Netze und des Flexibilitätsangebots im Stromsystem variiert wurden.

Die den Berechnungen zugrunde liegenden Annahmen und Parameter sind dem LFS-Szenario *T45-Strom** entnommen. Die einzige abweichende Annahme ist der vorgegebene Mindestzubau von PV und Windkraft

¹⁰ Das Wetterjahr 2010 war im langjährigen Vergleich für erneuerbare Energien ein schlechtes Jahr – zumindest in Deutschland – mit spezifischen Erträgen aus der Windkraft am unteren Rand des Erwartungsbereichs. Entsprechend stellen die Modellergebnisse auf dieser Basis eine Absicherung zur schlechten Seite für fluktuierende erneuerbare Energien dar.

in Deutschland. Hier sind im LFS-Szenario *T45-Strom** die aktuellen politisch gesetzten Ausbauziele vorgegeben. Um der Optimierung mehr Spielraum für den Einsatz von Grundlastkraftwerken zu geben, wurde in den Pfadläufen und für die Parametervariation der Mindestzubau von PV und Windkraft in Deutschland auf die Hälfte der aktuellen politischen Ausbauziele gesetzt. Ein darüber hinausgehender Ausbau von PV und Windkraft im Modell ist als Teil der Kostenoptimierung möglich.

Durch die Beschränkung auf ENERTILE kann die langfristige Elastizität der Endenergiennachfrage zwischen den verschiedenen Energieträgern nicht abgebildet werden. Das bedeutet zum Beispiel, dass die Anteile an Batterien, Brennstoffzellen, Motoren etc. für den Mobilitätsbereich oder die industrielle Nachfrage festgelegt sind auf Basis der in den LFS für das Szenario *T45-Strom** ermittelten optimalen Verteilung. Diese Vorgehensweise wurde vor dem Hintergrund des enormen Rechenaufwands gewählt, sollte aber eine überschaubare Einschränkung gegenüber den LFS sein, da Grundlastkraftwerke Strom bereitstellen und sich daher die Auswirkungen ihrer Integration vor allem auf die Bereitstellung von Strom und gegebenenfalls Wasserstoff konzentrieren, die beide in ENERTILE abgebildet sind.

6.2 Abschätzung der variablen Kosten von Kraftwerken mit CCS

Erdgas kostete in der Vergangenheit verflüssigt ab Terminal in den Vereinigten Staaten zwischen 15 und 50 €/MWh_{th} [84]. Die untere Grenze dieser Kostenspanne entspricht den Annahmen in den LFS von 15 €/MWh_{th} für Erdgas in den Jahren 2040 und 2045. Der um 7 Prozentpunkte reduzierte Wirkungsgrad ergibt bezogen auf den erzeugten Strom Mehrkosten im Bereich von 3,3 bis 11 €/MWh_{el}. Für das abgeschiedene CO₂ fallen weitere Kosten in Höhe von 10 – 30 €/t_{CO2} für die Einlagerung (Betrieb des Speichers und Verpressung) [85] sowie 10 €/t_{CO2} für das Nachfüllen von Waschlösung [86] an, die über den Emissionsfaktor von 0,379 t_{CO2}/MWh_{el} (55,8 t_{CO2}/TJ Erdgas [87] ergeben bei 53 Prozent Effizienz 0,379 t_{CO2}/MWh_{el}) umgerechnet dazukommen. Diese Berechnung kann auch Tabelle 2 entnommen werden.

	Erdgas-GuD	Steinkohle	Braunkohle
Kosten Brennstoff (bezogen auf den Heizwert)	15–50 €/MWh _{th} [84]	7–19 €/MWh _{th} [88]	7 €/MWh _{th} [89]
Wirkungsgrad mit CCS	53 %	40 %	35 %
Variable Kosten CCS [85;86]	20–40 €/t _{CO2}	20–40 €/t _{CO2}	20–40 €/t _{CO2}
Emissionsfaktor Brennstoff [87]	55,8 t _{CO2} /TJ	94 t _{CO2} /TJ	mind. 97,5 t _{CO2} /TJ
Emissionsfaktor Strom	0,379 t _{CO2} /MWh _{el}	0,846 t _{CO2} /MWh _{el}	mind. 1,003 t _{CO2} /MWh _{el}
Kosten für Brennstoff und CCS	36–110 €/MWh _{el}	34–81 €/MWh _{el}	40–60 €/MWh _{el}

Tabelle 2: Variable Kosten der Erdgaskraftwerke mit CCS und für Kohle als Vergleichswerte.

Ein Wert im unteren Bereich der Spanne von 50 €/MWh_{el} wurde für die Kosten von Brennstoff und CCS der Erdgaskraftwerke mit CCS in den Berechnungen des Fraunhofer ISI angesetzt, zuzüglich 3 €/MWh_{el} variable Unterhaltskosten des Kraftwerks selbst. Dieser Wert ist aus heutiger Sicht eine optimistische Annahme,

jedoch könnte die Technologieentwicklung auch zu Kostensenkungen gegenüber dem angenommenen Stand führen, zum Beispiel auf der Basis der erwähnten Allam-Kraftwerke. Wenn die variablen Kosten oberhalb der LCOE der Windkraft lägen, würden die Kraftwerke in der Optimierung des Modells voraussichtlich nur niedrige Auslastungen im reinen Residuallastbetrieb erreichen und wären dann in ihrer Wirtschaftlichkeit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht auch durch wasserstoffbetriebene Residuallastkraftwerke bedroht (siehe Anhang unter „LCOE der unterschiedlichen Technologien in Abhängigkeit von der Auslastung“).

Kohlekraftwerke mit CCS stellen aus wirtschaftlichen Gründen keine tragfähige Option dar. Neben variablen Kosten in vergleichbarer Höhe wie bei Erdgas fallen die hier nicht in die Berechnung mit aufgenommenen Restemissionen, die zu kompensieren wären, deutlich höher aus, und die Investitionskosten liegen ebenso über denen der Gaskraftwerke.

Die in den variablen Kosten hier nicht berücksichtigten Aufwände für den Transport des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids können in ihrer Höhe sehr unterschiedlich ausfallen, je nach Menge sowie Länge und Ausprägung des Transportwegs. Studien gehen von einem Bereich zwischen 1,5 €/t_{CO₂} für große Mengen über kurze Distanzen an Land per Pipeline [19] und 60 €/t_{CO₂} für kleine Mengen über lange Distanzen per Zug (500 Kilometer) aus [90].

6.3 Entwicklung der Vergütungssätze für PV und Windkraft in Deutschland

Die in Deutschland gezahlten Vergütungssätze für Windkraft liegen heute nominal etwas unterhalb des Niveaus von 1991 beziehungsweise 2000 und lagen zwischen 2000 und jetzt lange Zeit noch niedriger. Das entspricht mehr als einer Halbierung der realen Kosten. Für PV haben sich die anfangs sehr hohen Vergütungssätze seit dem Jahr 2000 nominal auf ungefähr ein Zehntel reduziert und liegen nun sogar unterhalb derjenigen für Windkraft. Der nominale Vergütungssatz betrug mit dem Stromeinspeisungsgesetz von 1991 für Windkraft 16,61 Pf/kWh (das entsprach in Euro umgerechnet damals 8,49 ct₁₉₉₁/kWh mit einem heutigen Wert von 16,0 ct₂₀₂₃/kWh) auf der Basis der mittleren Strompreise des Vorjahres [91]. Das EEG von 2000 legte dann eine Grundvergütung von 6,19 ct₂₀₀₀/kWh (9,57 ct₂₀₂₃/kWh) bei einer Anfangsvergütung von 9,1 ct₂₀₀₀/kWh (14,07 ct₂₀₂₃/kWh) für Windkraft¹¹ und eine Mindestvergütung von 50,62 ct₂₀₀₀/kWh (78,26 ct₂₀₂₃/kWh) für PV fest [92]. In den letzten Ausschreibungen lag das Ergebnis im Mittel für PV auf Freiflächen bei 5,11 ct/kWh und für Windkraft an Land bei 7,33 ct/kWh [48; 50]. Der Vergütungssatz für kleine Dachanlagen liegt aktuell bei 8,03 ct/kWh (Teileinspeisung) bis 12,73 ct/kWh (Volleinspeisung) [93].

6.4 Geografische Verteilung der in den Langfristszenarien modellierten Kernkraftwerke

Die Verteilung der bereits in den LFS modellierten KKW über die Modellregionen ist in Abbildung 10 für das Szenariojahr 2045 dargestellt; diese konzentrieren sich zum Großteil in Frankreich. Kleinere Anteile sind in Großbritannien und auf dem Balkan verortet. Einzelne Kraftwerke stehen auch in Finnland, Tschechien und im Baltikum.

¹¹ Die Anfangsvergütung wurde mindestens über die ersten fünf Jahre bezahlt. Je nach Ertragsgüte des Standorts über diesen Zeitraum wurde der Zahlungszeitraum der Anfangsvergütung verlängert, so dass sich am Ende eine mit zunehmender Ertragsgüte abnehmende mittlere Vergütung über den gesamten Zeitraum ergab. Diese mittlere Vergütung über die gesamten zwanzig Jahre lag auf diesem Weg grundsätzlich zwischen 6,92 ct₂₀₀₀/kWh (10,7 ct₂₀₂₃/kWh) und der Anfangsvergütung von 9,1 ct₂₀₀₀/kWh.

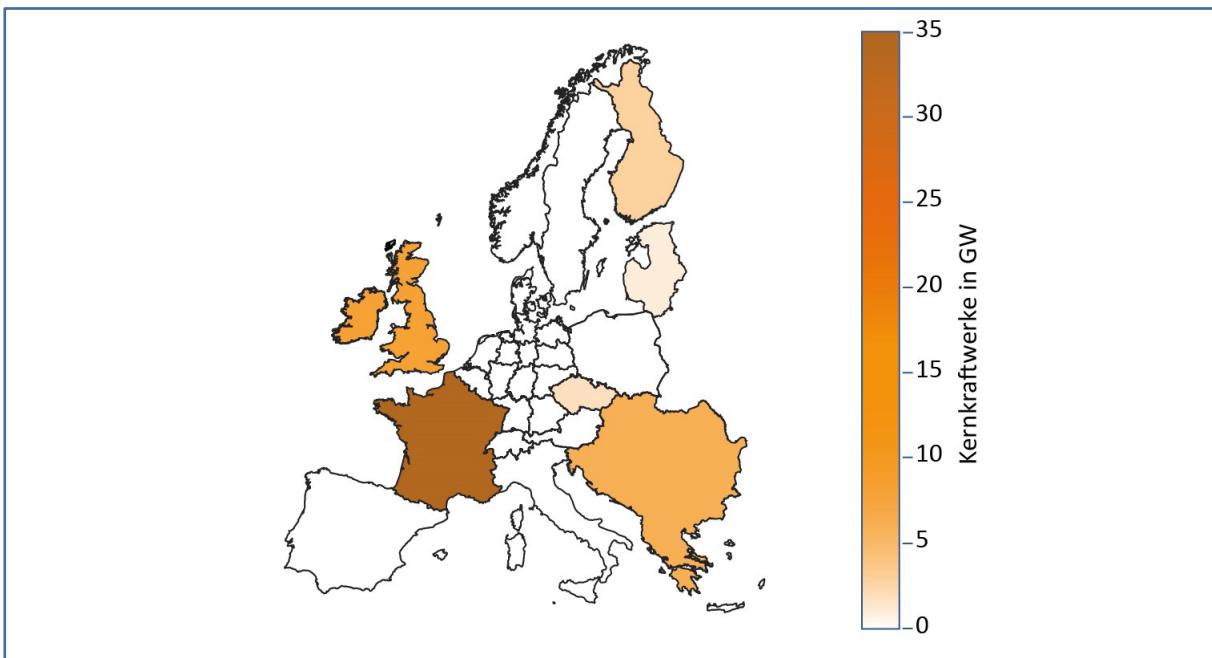


Abbildung 10: Standorte der bereits in den LFS im Szenariojahr 2045 modellierten KKW. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Annahmen in den LFS vom Fraunhofer ISI.

6.5 LCOE der unterschiedlichen Technologien in Abhängigkeit von der Auslastung

Für einen ersten und schnellen vergleichenden Überblick sind LCOE ein geeignetes Hilfsmittel, um die unterschiedlichen Kostenstrukturen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien bezogen auf den erzeugten Strom frei Kraftwerk zu vereinheitlichen. Dabei spielt neben dem Zinssatz für die Berechnung der Annuität insbesondere der Nutzungsgrad in Form der erreichbaren jährlichen Auslastung eine Rolle.

Anhand der Darstellungen der LCOE in Abbildung 11 und Abbildung 12 wird unter anderem deutlich, dass CCS bei reinen Gasturbinenkraftwerken mit Erdgas als Brennstoff gegenüber den Alternativen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht keine bevorzugte Option werden dürfte, weil für alle Auslastungsbereiche ein Wasserstoffkraftwerk günstiger wäre.

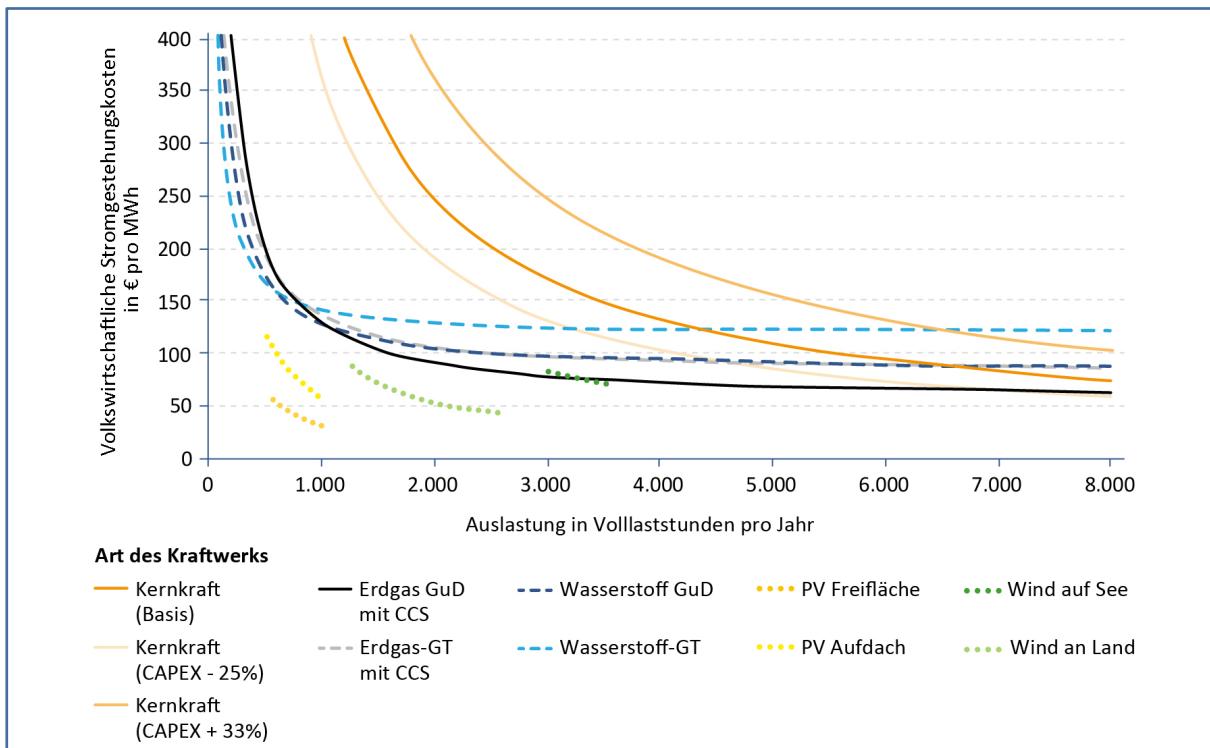


Abbildung 11: Mit 2 Prozent Zinssatz gerechnete LCOE der Grundlastkraftwerke und Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS (durchgezogene Linien), der Erdgas-Gasturbinenkraftwerke mit CCS und Wasserstoff-Residuallastkraftwerke (gestrichelte Linien) sowie PV und Windkraft (gepunktete Linien) in Abhängigkeit von der Auslastung für das Szenariojahr 2045. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Annahmen in den LFS vom Fraunhofer ISI [83] für das Szenariojahr 2045 und eigener Berechnungen.

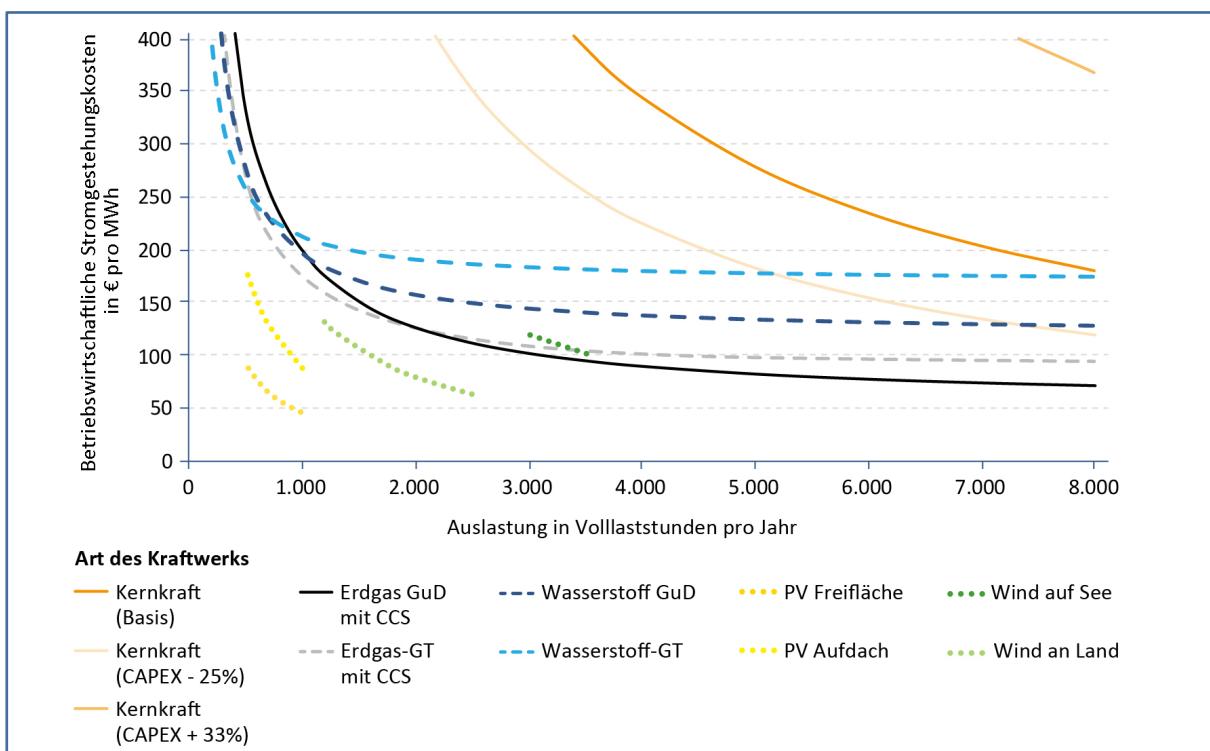


Abbildung 12: Mit 8 Prozent Zinssatz gerechnete LCOE der Grundlastkraftwerke und Erdgas-GuD-Kraftwerke mit CCS (durchgezogene Linien), der Erdgas-Gasturbinenkraftwerke mit CCS und Wasserstoff-Residuallastkraftwerke (gestrichelte Linien) sowie PV und Windkraft (gepunktete Linien) in Abhängigkeit von der Auslastung für das Szenariojahr 2045. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Annahmen in den LFS vom Fraunhofer ISI [83] für das Szenariojahr 2045 und eigener Berechnungen.

Literatur

1 Fraunhofer ISI 2024 i.E.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: „*Modellgestützte Systemanalyse zur potentiellen Rolle von Grundlastkraftwerken im Rahmen eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems*“. URL: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/publikationen.html> [Stand: 18.11.2024]

2 Luderer et al. 2021

Luderer, G./Günther, C./Sörgel, D./Kost, C./Benke, F./Auer, C./Koller, F./Herbst, A./Reder, K./Böttger, D.: *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*, 2021. URL: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralität-2045-szenarienreport/> [Stand: 24.10.2024].

3 Henning /Palzer 2013

Henning, H.-M./Palzer, A.: *Energiesystem Deutschland 2050*, 2013. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-energiesystem-deutschland-2050.html> [Stand: 24.10.2024].

4 IAEA 2024

IAEA: *PRIS: Power Reactor Information System. (The Database on Nuclear Power Reactors)*, 2024. URL: <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx> [Stand: 22.09.2024].

5 Messad 2024

Messad, P.: „Nucléaire : comment définir le coût des futurs réacteurs en Europe ?“. In: *Euractiv*, 04.04.2024. URL: <https://www.euractiv.fr/section/energie-climat/news/nucléaire-comment-definir-le-cout-des-futurs-reacteurs-en-europe/> [Stand: 24.10.2024].

6 Ingersoll et al. 2020

Ingersoll, E./Gogan, K./Herter, J./Foss, A.: *The ETI Nuclear Cost Drivers Project. Full Technical Report*, 2020. URL: https://www.luciddata-lyst.com/_files/ugd/2fed7a_917857d4f3544323a84f163e5e904c23.pdf [Stand: 23.09.2024].

7 Johnson 2024

Johnson, S.: *Plant Vogtle Unit 4 Begins Commercial Operation*, 2024. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61963> [Stand: 23.09.2024].

8 Veyrenc /Houvenagel 2022

Veyrenc, T./Houvenagel, O.: *Futurs énergétiques 2050. Rapport complet*, 2022. URL: https://assets.rte-france.com/prod/2022-06/Futurs%20%C3%A9nerg%C3%A9tiques%202050%20_%20rapport%20complet.zip [Stand: 23.09.2024].

9 RTE 2022

RTE: *Futurs énergétiques 2050: les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*, 2022. URL: <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previousiel-2050-futurs-energetiques> [Stand: 23.09.2024].

10 EDF 2024

EDF: „*Press Release. Hinkley Point C Update*“ (Pressemitteilung vom 2024). URL: <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/e-presspack/7023/Hinkley-Point-C-PR-23012024.pdf> [Stand: 30.09.2024].

11 OECD et al. 2020

OECD/NEA Secretariat/Berthélémy, M./Soler, A. V.: *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders*. NEA No. 7530, 2020. URL: <https://cms.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf> [Stand: 23.09.2024].

12 Wasjbrot 2024

Wasjbrot, S.: „Nucléaire : la facture prévisionnelle des futurs EPR grimpe de 30 %“. In: *Les Echos*, 04.03.2024. URL: <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/exclusif-nucleaire-la-facture-previsionnelle-des-futurs-epr-grimpe-de-30-2080380> [Stand: 24.10.2024].

13 Batinfo 2024

Batinfo: „*Nuclear: The Forecast Cost of the Six Future EPRs Will Increase by 30%*“. In: *Batinfo*, 05.03.2024. URL: https://batinfo.com/en/actuality/nuclear-the-forecast-cost-of-the-six-future-EPR-will-increase-by-30_27545 [Stand: 24.10.2024].

14 Herzner 2023

Herzner, R.: *Lohnkosten. Die Lohnspirale in China dreht sich immer langsamer nach oben. Dennoch bereiten die mittlerweile hohen Lohnkosten deutschen Unternehmen Kopfzerbrechen*, 2023. URL: <https://www.gtai.de/de/trade/china/wirtschaftsumfeld/lohnkosten-234416> [Stand: 30.09.2024].

15 GRS 2024

GRS: *Kernenergie in Frankreich*, 2024. URL: <https://www.grs.de/de/kernenergie-frankreich> [Stand: 30.09.2024].

16 BMK o.V.

BMK: *Kernenergie in der EU. Mit rund 100 Reaktoren ist in der Europäischen Union circa ein Viertel aller Reaktoren weltweit in Betrieb*, o. D. URL: https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/nuklearpolitik/euratom/eu.html [Stand: 11.09.2024].

17 BMWK et al. 2022

BMWK/BMUV/RWE: *Protokoll der Telefonschaltkonferenz zur Frage der Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke*, 2022. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/protokoll-verlaengerung-der-laufzeiten-der-akw.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Stand: 24.10.2024].

18 NETL 2023

NETL: *COST AND PERFORMANCE OF Retrofitting NGCC Units for Carbon Capture – Revision 3*, 2023. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1961845> [Stand: 23.09.2024].

19 Itul et al. 2023

Itul, A./Diaz Rincon, A./Eulaerts, O. D./Georgakaki, A./Grabowska, M./Kapetaki, Z./Ince, E./Letout, S./Kuokkanen, A./Mountraki, A./Shtjefni, D./Jaxa-Rozen, M.: *Clean Energy Technology Observatory: Carbon Capture Utilisation and Storage in the European Union*, 2023. URL: <https://dx.doi.org/10.2760/882666> [Stand: 24.10.2024].

20 Allam et al. 2017

Allam, R./Martin, S./Forrest, B./Fetvedt, J./Lu, X./Freed, D./Brown Jr, G. W./Sasaki, T./Itoh, M./Manning, J.: „Demonstration of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture“. In: *Energy Procedia*, 114, 2017, S. 5948–5966. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1731> [Stand: 24.10.2024].

21 acatech 2018

acatech (Hrsg.): *CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie* (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag, 2018.

22 Greensand 2024

Greensand: *Project Greensand*, 2024. URL: <https://www.project-greensand.com/en/hvad-er-project-greensand> [Stand: 04.10.2024]

23 Wintershall Dea 2023

Wintershall Dea: *Wintershall Dea startet mit Projekt Greensand erste CO2-Speicherung in der dänischen Nordsee*, 2023. URL: <https://wintershalldea.com/de/newsroom/pi-23-05-0> [Stand: 30.09.2024].

24 Vertretung in Deutschland 2024

European Commission: „EU-Methanverordnung verabschiedet“ (Pressemitteilung vom 27.05.2024). URL: https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-methanverordnung-verabschiedet-2024-05-27-o_de [Stand: 23.09.2024].

25 MethaneSAT 2024

MethaneSAT: New Data Show U.S. Oil and Gas Methane Emissions Over Four Times Higher than EPA Estimates. (Methane Loss Rate is Eight Times Greater Than Industry Target, 2024. URL: <https://www.methanesat.org/project-updates/new-data-show-us-oil-and-gas-methane-emissions-over-four-times-higher-epa-estimates> [Stand: 23.09.2024].

26 Ragwitz M. et al. 2023

Ragwitz M./Weidlich, A./Biermann, D./Brandes, J./Brown, T./Burghardt, C./Dütschke, E./Erlach, B./Fischedick, M./Fuss, S./Geden, O./Gierds, J./Herrmann, U./Jochem, P./Kost, C./Luderer, G./Neuhoff, K./Schäfer, M./Wagemann, K./Wiese, F./Winkler, J./Zachmann, B./Zheng, L.: *Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement (Analyse)*, Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2023. URL: https://doi.org/10.48669/esys_2023-3 [Stand: 24.10.2024].

27 Pfeiffer et al. 2024

Pfeiffer, J./Berit, E./Fischedick, M./Fuss, S./Geden, O./Löschel, A./Pittel, K./Ragwitz M./Stephanos, C./Weidlich, A.: *Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR (IMPULS)*, Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2024. URL: https://doi.org/10.48669/esys_2024-5 [Stand: 24.10.2024].

28 Mantzos et al. 2019

Mantzos, L./Wiesenthal, T./Neuwahl, F./Rózsai, M.: *The POTEN-CIA Central Scenario: An EU Energy Outlook to 2050*, 2019. URL: <https://dx.doi.org/10.2760/32835> [Stand: 24.10.2024].

29 Geothermisches Informationssystem 2024

Geothermisches Informationssystem: *Übersichtskarten*, 2024. URL: <https://www.geotis.de/homepage/maps> [Stand: 23.09.2024].

30 Clauer /Elsner 2015

Clauer, C./Elsner, P.: *Geothermische Kraftwerke. Technologies-Teckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Materialien), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2015. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/E-SYS_Technologiesteckbrief_Geothermische_Kraftwerke.pdf [Stand: 24.10.2024].

31 IRENA /IGA 2023

IRENA/IGA: Global Geothermal Market and Technology Assessment, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi; International Geothermal Association, The Hague, 2023.

32 Franke et al. 2022

Franke, D./Ladage, S./Lutz, R./Pein, M./Pletsch, T./Rebscher, D./Schauer, M./Schmidt, S./Goerne, G. von: *BGR Energiestudie 2021 – Daten und Entwicklung der deutschen und globalen Energieversorgung*, Hannover, 2022, S.1-175.

33 Bruhn et al. 2022

Bruhn, D./Taylor, N./Ince, E./Mountraki, A./Shtjefni, D./Georgakaki, A./Joanny Ordóñez, G./Eulaerts, O./Grabowska, M.: *Clean Energy Technology Observatory. Deep Geothermal Heat and Power in the European Union*, 2022. URL: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/181272> [Stand: 24.10.2024].

34 Julian 2023

Julian, M.: *Geothermal Energy in the EU (European Parliamentary Research Service)*, 2023. URL: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/754566/EPRS_BRI\(2023\)754566_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/754566/EPRS_BRI(2023)754566_EN.pdf) [Stand: 24.10.2024].

35 Geothermisches Informationssystem 2021

Geothermisches Informationssystem: *Geothermische Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland. (installierte Leistung [MWe], Jahresproduktion [GWh/a], 2021. URL: https://www.geotis.de/geotisapp/templates/powersumstastic.php?bula=D* [Stand: 30.09.2024]

36 Enel o.V.

Enel: *The „Valle Secolo“ geothermal power plant in Larderello, Italy*, o.V. URL: <https://www.enelgreenpower.com/our-projects/operating/geothermal-power-plant-larderello> [Stand: 11.09.2024].

37 Goldberg et al. 2022

Goldberg, V./Nitschke, F./Kluge, T.: „Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland – Teil 2: Potenziale und Produktionsszenarien in Deutschland“. In: *Grundwasser*, 27, 4, 2022, S. 261–275.

38 Griffiths et al. 2022

Griffiths, T./Pearson, R./Bluck, M./Takeda, S.: „The Commercialisation of Fusion for the Energy Market: *A Review of Socio-Economic Studies*“. In: *Progress in Energy*, 4, 4, 2022.

39 EFDA 2005

European Fusion Development Agreement: „*Final Report of the European Fusion Power Plant Conceptual Study*“, 2005.

40 generalfusion 2024

generalfusion: „*Charting the path to a clean energy future with LM26*“, 2024. URL: <https://generalfusion.com/post/charting-the-path-to-a-clean-energy-future-with-lm26/> [Stand: 27.07.2024].

41 Hamacher et al. 2013

Hamacher, T./Huber, M./Dorfner, J./Schaber, K./Bradshaw, A. M.: „Nuclear Fusion and Renewable Energy Forms: Are They Compatible?“. In: *Fusion Engineering and Design*, 88, 6, 2013, S. 657–660.

42 Wurbs et al. 2024

Wurbs, S./Dehlwes, S./Lübke, A./Stephanos, C./Fischedick, M./Henning, H.-M./Löschel, A./Matthies, E./Pittel, K./Renn, J./Sauer, D. U./Spiecker genannt Döhmann, I.: *Kernfusion als Baustein einer klimaneutralen Energieversorgung?: Chancen, Herausforderungen, Zeithorizonte (Impuls)*, Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2024. URL: https://doi.org/10.48669/esys_2024-8 [Stand: 24.10.2024].

43 Gonzales de Vicente et al. 2022

Gonzales de Vicente, S. M./Smith, N. A./El-Guebaly, L./Ciattaglia, S./Di Pace, L./Gilbert, M./Mandoki, R./Rosanvallon, S./Someya, Y./Tobita, K./Torcy, D.: „Overview on the Management of Radioactive Waste from Fusion Facilities: *ITER, Demonstration Machines and Power Plants*“. In: *Nuclear Fusion*, 62, 8, 2022.

44 Sánchez 2014

Sánchez, J.: „Nuclear Fusion as a Massive, Clean, and Inexhaustible Energy Source for the Second Half of the Century: Brief History, Status, and Perspective“. In: *Energy Science & Engineering*, 2, 4, 2014, S. 165–176.

45 Stolten et al. 2022

Stolten, D./Markewitz, P./Kraus, S./Franzmann, D./Schöb, T./Grube, T./Heinrichs, H./Gillessen, B./Linssen, J./Pflugradt, N./Risch, S./Kullmann, F./Groß, T./Maier, R./Hoffmann, M./Kotzur, L./Triesch, T.: *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045* (Technoökonomische Systemanalyse 978-3-95806-627-4), 2022.

46 EEG 2023

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) i.d.F. der Bekanntmachung vom 27. Mai 2023, zuletzt geändert durch Art. 3 des Gesetzes vom 22. Mai 2023 (BGBL. I Nr. 133)

47 FA Wind und Solar 2024

FA Wind und Solar: *Spitzen-Halbjahr für neue Windenergie-Genehmigungen*, 2024. URL: <https://www.fachagentur-windenergie.de/aktuelles/detail/daten-zubau-windenergie-erstes-halbjahr-2024/> [Stand: 28.10.2024].

48 Bundesnetzagentur 2024

Bundesnetzagentur: *Ausschreibung Solaranlagen erstes Segment: Gebotstermin 1. März 2024*, 2024. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2024/Gebotstermino1032024/start.html> [Stand: 23.09.2024].

49 Bundesnetzagentur 2024

Bundesnetzagentur: *Ausschreibung Solaranlagen zweites Segment: Gebotstermin 1. Februar 2024*, 2024. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen2/BeendeteAusschreibungen/2024/GtFeb2024/start.html> [Stand: 23.09.2024].

50 Bundesnetzagentur 2024

Bundesnetzagentur: *Ausschreibung Wind an Land - Gebotstermin 1. Mai 2024*, 2024. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Win_d_Onshore/BeendeteAusschreibungen/2024/Gt1052024/start.html [Stand: 23.09.2024].

51 Bundesnetzagentur 2024

Bundesnetzagentur: *Innovationsausschreibung Gebotstermin 1. Mai 2024*, 2024. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/GT1052024/start.html> [Stand: 23.09.2024].

52 Willuhn 2023

Willuhn, M.: „Modulschwemme und Preissturz – Was ist bekannt?“. In: *PV Magazine*, 29.09.2023. URL: <https://www.pv-magazine.de/2023/09/29/modulschwemme-und-zoelle-was-ist-bekannt/> [Stand: 24.10.2024].

53 Nijssse et al. 2023

Nijssse, F. J. M. M./Mercure, J.-F./Ameli, N./Larosa, F./Kothari, S./Rickman, J./Vercoulen, P./Pollitt, H.: „The Momentum of the Solar Energy Transition“. In: *Nature communications*, 14, 1, 2023, S. 6542.

54 Lüers /Wallasch 2023

Lüers, S./Wallasch, A.-K.: *Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2023*, 2023. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-eb-wal-kostensituation-20231123.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 24.10.2024].

55 IEA 2024

IEA: *Renewables 2023. Analysis and Forecast to 2028*, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023> [Stand: 24.10.2024].

56 RTE 2021

RTE: *Energetische Zukunftsperspektiven 2050. Wichtigste Ergebnisse*, 2021. URL: https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-03/Energetische%20Zukunftsperspektiven%202050_Wichtigste%20Ergebnisse.pdf [Stand: 24.10.2024].

57 Tetlock /Gardner 2016

Tetlock, P. E./Gardner, D.: *Superforecasting: The Art and Science of Prediction*: Random House, 2016.

58 Sovacool et al. 2014

Sovacool, B. K./Gilbert, A./Nugent, D.: „An International Comparative Assessment of Construction Cost Overruns for Electricity Infrastructure“. In: *Energy Research & Social Science*, 3, 2014, S. 152–160.

59 Flyvbjerg /Gardner 2023

Flyvbjerg, B./Gardner, D.: *How Big Things Get Done: The Surprising Factors That Determine the Fate of Every Project, from Home Renovations to Space Exploration and Everything in Between*: Signal, 2023.

60 Gearino 2023

Gearino, D.: „What Lego—Yes, Lego—Can Teach Us About Avoiding Energy Project Boondoggles“. In: *Inside Climate News*, 2023. URL: <https://insideclimateneWS.org/news/02022023/inside-clean-energy-lego-building/> [Stand: 24.10.2024].

61 Flyvbjerg 2021

Flyvbjerg, B.: „Four Ways to Scale Up: Smart, Dumb, Forced, and Fumbled“ In: *SSRN Electronic Journal*, 2021. URL: <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3760631> [Stand: 24.10.2024].

62 Robb Stewart /Shirvan 2023

Robb Stewart, W./Shirvan, K.: „Construction Schedule and Cost Risk for Large and Small Light Water Reactors“. In: *Nuclear Engineering and Design*, 407, 2023, S. 1–9.

63 Rao 2023

Rao, R.: „First U.S. Commercial Small Nuclear Reactor Axed Rising Costs Cut into NuScale’s Carbon Free Power Project“. In: *IEEE Spectrum*, 14.11.2023. URL: <https://spectrum.ieee.org/small-modular-reactors-nuscale> [Stand: 24.10.2024].

64 Nuscale 2023

Nuscale: *NuScale Reaches Key Milestone in the Development of the Carbon Free Power Project*, 2023. URL: <https://www.nuscale-power.com/en/news/press-releases/2023/nuscale-reaches-key-milestone-in-the-development-of-the-carbon-free-power-project> [Stand: 23.09.2024].

65 Nuscale 2023

Nuscale: *Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS) and NuScale Power Agree to Terminate the Carbon Free Power Project (CFPP)*, 2023. URL: <https://www.nuscale-power.com/en/news/press-releases/2023/uamps-and-nuscale-power-agree-to-terminate-the-carbon-free-power-project> [Stand: 23.09.2024].

66 Terrell 2024

Terrell, M.: *New Nuclear Clean Energy Agreement with Kairos Power*, 2024. URL: <https://blog.google/outreach-initiatives/sustainability/google-kairos-power-nuclear-energy-agreement/> [Stand: 25.10.2024].

67 ANS 2024

ANS: *Amazon Investing in SMRs to Deploy 5 GW by 2039*, 2024. URL: <https://www.ans.org/news/article-6480/amazon-investing-in-smrs-to-deploy-5gw-by-2039/> [Stand: 25.10.2024].

68 Pittel /Henning 2019

Pittel, K./Henning, H.-M.: *Was uns die Energiewende wirklich kosten wird*, 2019. URL: <https://www.ifo.de/medienbeitrag/2019-07-12/was-uns-die-energiewende-wirklich-kosten-wird> [Stand: 23.09.2024].

69 PwC 2024

PwC: *Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich. PwC-Studie 2024: Investitions- und Energiekosten der Energiewende*, 2024. URL: <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/klimaschutzinvestitionen-lohnen-sich.html> [Stand: 23.09.2024].

70 Goulder /Williams III 2012

Goulder, L. H./Williams III, R. C.: *The Choice of Discount Rate for Climate Change Policy Evaluation* (NBER Working Paper Series), 2012. URL: <http://www.nber.org/papers/w18301> [Stand: 24.10.2024].

71 Lazard 2023

Lazard: LCOE: *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis*, 2023. URL: <https://www.lazard.com/media/typgxm/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf> [Stand: 24.10.2024].

72 Röhling 2024

Röhling, T.: *Netzstabilisierung mit Synchronkupplungen*, 2024. URL: <https://events.vgbe.energy/events/dampfturbinen-2024--steam-turbines-2024/10334/5HA6S/program/talk/netzstabilisierung-mit-synchronkupplungen/106874/infos> [Stand: 23.09.2024].

73 BMWK 2023

BMW: *Roadmap Systemstabilität*, 2023. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=14 [Stand: 24.10.2024]

74 FA Wind 2023

FA Wind: *Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land*, 2023. URL: https://fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Akzeptanz/FA_Wind_Umfrageergebnisse_Herbst_2023.pdf [Stand: 24.10.2024].

75 E.ON 2024

E.ON: *E.ON Umfrage: Rund 70 Prozent bewerten Solarparks in Wohnnähe und Ausbau erneuerbarer positiv*, 2024. URL: <https://www.eon.de/de/unternehmen/presse/pressemeldungen/2024/2024-02-14-eonumfrage-rund-70-prozent-bewerten-solarparks-in-wohnortnaehe-und-ausbau-erneuerbarer-positiv.html> [Stand: 23.09.2024].

76 Spiegel 2022

Spiegel: „41 Prozent der Deutschen wollen Neubau von Atomkraftwerken“. In: *Spiegel*, 05.08.2022. URL: <https://www.spiegel.de/panorama/atom-umfrage-41-prozent-der-deutschen-wollen-neubau-von-kernkraftwerken-a-a44d8513-89b3-4243-aeb5-609edf2be9f6> [Stand: 24.10.2024].

77 World Nuclear News 2007

World Nuclear News: *Construction of Flamanville EPR Begins*, 2007. URL: <https://www.worldnuclear-news.org/Articles/Construction-of-Flamanville-EPR-begins> [Stand: 30.09.2024].

78 AGEB e.V. 2023

AGEB e. V.: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2022*, 2023. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/> [Stand: 11.10.2024].

79 KSG 2021

Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG 2021), i. d. F. der Bekanntmachung vom 18. August 2021

80 KSG 2024

Zweites Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG 2024), i. d. F. der Bekanntmachung vom 16. Juli 2024, zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. I Nr. 235)

81 Teuffer 2022

Teuffer, M.: *Stadtwerke werden nicht gleich loslaufen und Gas- kraftwerke bauen*, 2022. URL: <https://www.energate-messen-ger.de/news/219130/stadtwerke-werden-nicht-gleich-loslaufen-und-gaskraftwerke-bauen> [Stand: 30.09.2024].

82 Enertile 2024

Enertile: *Enertile*, 2024. URL: <https://enertile.eu/enertile-en/index.php> [Stand: 11.09.2024].

83 Langfristzenarien 2024

Langfristzenarien: *Langfristzenarien*, 2024. URL: <https://langfristzenarien.de/enertile-explorer-de/> [Stand: 11.09.2024].

84 EIA 2024

EIA: *Price of Liquefied U.S. Natural Gas Exports*, 2024. URL: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9133us3m.htm> [Stand: 30.09.2024].

85 ZEP 2019

ZEP: *The Cost of Subsurface Storage of CO₂*, 2019. URL: <https://zeroemissionsplatform.eu/co2-storage-cost/> [Stand: 24.10.2024].

86 Gibbins 2021

Gibbins, J.: *Capture Overview: Post-Combustion Capture (PCC) Using Amines*, 2021. URL: <https://ukccsrc.ac.uk/wp-content/uploads/2021/06/21.06.29-Jon-Gibbins-Capture-overview-1-postcombustion-amines.pdf> [Stand: 30.09.2024].

87 Icha /Lauf 2023

Icha, P./Lauf, T.: „Emissionsfaktoren eingesetzter Energieträger zur Stromerzeugung“. In: *Entwicklung der spezifischen Treibhausgasemissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2022*, Dessau-Roßlau, 2023.

88 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle o. V.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: *Energie. Rohstoffe: Drittlandskohlepreis (bis 31.12.2018)*, o. V. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html [Stand: 07.10.2024].

89 Mier 2022

Mier, M.: „Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima (Die Zukunft des Geschäftsmodells Deutschland)“. In: *ifo Schnelldienst*, 9, 2022, S.20-26.

90 VDZ 2024

VDZ: *Anforderungen an eine CO₂Infrastruktur in Deutschland – Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung*, Düsseldorf, 2024.

91 Schmelzer /Bolle 1997

Schmelzer, D./Bolle, F.: „Die preistreibende Wirkung des Stromeinspeisungsgesetzes“. In: *Wirtschaftsdienst*, 77, 5, 1997, S. 284–289.

92 Udo Leuschner o.V

Udo Leuschner: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*, o.V. URL: <https://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/energierecht/eeg.htm> [Stand: 11.10.2024].

93 Bundesnetzagentur 2024

Bundesnetzagentur: *EEG-Förderung und Fördersätze. Fördersätze für Solaranlagen*, 2024. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html [Stand: 30.09.2024].

Empfohlene Zitierweise

Stöcker, Philipp/ Erlach, Berit/ Wurbs, Sven/ Drake, Frank-Detlef/ Fischedick, Manfred/ Hanson, Jutta/Henning, Hans-Martin/ Kiewitt, Wilhelm/ Kreusel, Jochen/ Moser, Albert/ Münch, Wolfram/ Pittel, Karen/ Reuter, Albrecht/ Sauer, Dirk Uwe/ Schill, Wolf-Peter/ Spliethoff, Hartmut/ Stephanos, Cyril/ Weber, Christoph/ Weidlich, Anke: „Kernspaltung, Erdgas, Geothermie, Kernfusion. Welche Rolle spielen Grundlastkraftwerke in Zukunft?“ (Impuls), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2024, https://doi.org/10.48669/esys_2024-14.

Autor*innen

Philipp Stöcker (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Dr. Berit Erlach (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Sven Wurbs (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Dr. Frank-Detlef Drake (E.ON Energy Research Center gGmbH), Prof. Dr. Manfred Fischedick (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie), Prof. Dr. Jutta Hanson (Technische Universität Darmstadt), Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE), Wilhelm Kiewitt (50Hertz Transmission GmbH), Prof. Dr. Jochen Kreusel (Hitachi Energy), Prof. Dr. Albert Moser (RWTH Aachen), Prof. Dr. Wolfram Münch (EnBW Energie Baden-Württemberg AG), Prof. Dr. Karen Pittel (ifo Institut), Dr. Albrecht Reuter (Fichtner IT Consulting GmbH), Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (RWTH Aachen), Dr. Wolf-Peter Schill (DIW Berlin), Prof. Dr. Hartmut Spliethoff (Technische Universität München (TUM)), Dr. Cyril Stephanos (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Prof. Dr. Christoph Weber (Universität Duisburg-Essen), Prof. Dr. Anke Weidlich (Albert-Ludwigs-Universität Freiburg (INATECH))

Weitere Mitwirkende

Silvia Biagioli (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Produktionskoordination und Satz

Annika Seiler (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Redaktion

Claire Stark (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Koordination Grafiken

Annika Eßmann (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Rechte Covergrafik:

Eigene Darstellung ESYS mit Materialien von © Yellow bird | stock.adobe.com, © Figures, © Ellery Studios

DOI

https://doi.org/10.48669/esys_2024-14

Projektaufzeit

03/2016 bis 12/2024

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung
(Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 160 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Georgenstraße 25, 10117 Berlin

Tel.: +49 30 206 30 96 - 0

E-Mail: stephanos@acatech.de

web: energiesysteme-zukunft.de

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org
Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.
Geschäftsstelle München:
Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de
Hauptstadtbüro:
Georgenstraße 25
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de
Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin