

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 4: Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie



Projektteam

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: Christiane Bernath, Tobias Bossmann, Gerda Deac, Rainer Elsland, Tobias Fleiter, André Kühn, Benjamin Pfluger, Mario Ragwitz, Matthias Rehfeldt, Frank Sensfuß, Jan Steinbach

Consentec GmbH: Andreas Cronenberg, Alexander Ladermann, Christian Linke, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen, Sebastian Willemsen,

IFEU: Bernd Franke, Benedikt Kauertz, Martin Pehnt, Nils Rettenmaier

Technische Universität Wien: Michael Hartner, Lukas Kranzl

M-Five: Wolfgang Schade

TEP Energy GmbH: Giacomo Catenazzi, Martin Jakob, Ulrich Reiter

Impressum

Benjamin Pfluger	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de
Bernd Tersteegen	Consentec GmbH Grüner Weg 1 52070 Aachen tersteegen@consentec.de
Bernd Franke	ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH Wilckensstraße 3 D-69120 Heidelberg, Deutschland bernd.franke@ifeu.de
Hintergrundbild Deckblatt	© shutterstock.com/vs148
Veröffentlicht	September 2017

Inhaltsverzeichnis

1	Zielrichtung des Szenarios und Parametrierung.....	1
1.1	Grundsätzliche Ausrichtung und Annahmen zum Netzausbau	1
1.2	Anpassung der CO ₂ -Preise	9
2	Erzeugungssystem - geNA-Szenario und Vergleich mit Basisszenario	11
2.1	Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland.....	11
2.2	Ergebnisse für Deutschland	19
2.2.1	Stromnachfrage.....	19
2.2.2	Stromerzeugungsmix im geNA-Szenario	21
2.2.3	Analyse der stundenscharfen Erzeugung im geNA-Szenario	27
2.2.4	Stromhandel im geNA-Szenario	32
2.3	Regionaler Ausbau erneuerbarer Energien im geNA-Szenario.....	35
2.4	Anteil erneuerbarer Energien im geNA-Szenario.....	40
2.5	Vergleich des Erzeugungssystems zum Basisszenario	42
2.5.1	Vergleich der Ergebnisse für Europa.....	42
2.5.2	Vergleich der Ergebnisse für Deutschland.....	47
2.5.3	Vergleich der CO ₂ -Preise zwischen geNA- und Basisszenario	52
3	Stromnetze - geNA-Szenario im Vergleich zum Basisszenario.....	56
3.1	Ausbau der Interkonnectoren in Europa	56
3.2	Deutsches Übertragungsnetz	60
3.3	Deutsche Verteilungsnetze.....	71

4	Kosten des Stromsystems - geNA-Szenario und Vergleich zum Basisszenario	82
4.1	Ansatz zur Kostenermittlung.....	82
4.2	Vergleich der Kosten mit dem Basisszenario.....	87
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	90
5.1	Kurzzusammenfassung des Vorgehens	90
5.2	Schlussfolgerungen.....	92
5.2.1	Übergeordnete Erkenntnisse	92
5.2.2	Konventionelle Erzeugung.....	94
5.2.3	Erneuerbare Energien	94
5.2.4	Netze.....	96
5.2.5	Kosten.....	97

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematische Darstellung des Regionenschnitts für Deutschlands im <i>Basisszenario</i> und <i>geNA-Szenario</i>	6
Abbildung 2:	Stromerzeugung der Onshore-Windenergie im <i>geNA-Szenario</i> nach Regionen im Jahr 2050	14
Abbildung 3:	Stromerzeugung der Freiflächen-PV im <i>geNA-Szenario</i> nach Regionen im Jahr 2050	15
Abbildung 4:	Stromerzeugung im <i>geNA-Szenario</i> in Europa exklusive Deutschland.....	17
Abbildung 5:	Potenziäle erneuerbarer Energien in Europa ohne DE.....	18
Abbildung 6:	Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im <i>geNA-Szenario</i>	20
Abbildung 7:	Nettostromerzeugung in Deutschland im <i>geNA-Szenario</i>	22
Abbildung 8:	Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im <i>geNA-Szenario</i>	23
Abbildung 9:	Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2	29
Abbildung 10:	Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24	31
Abbildung 11:	Stromhandelsindikator im <i>geNA-Szenario</i>	32
Abbildung 12:	Stromhandel im <i>geNA-Szenario</i>	34
Abbildung 13:	Potenzialausnutzung Wind-Onshore im <i>geNA-Szenario</i>	36
Abbildung 14:	Potenzialausnutzung PV Freifläche im <i>geNA-Szenario</i>	38
Abbildung 15:	Potenzialausnutzung PV-Aufdachanlagen im <i>geNA-Szenario</i>	39
Abbildung 16:	Verhältnis von EE-Ausbaukorridor und Ausbau im <i>geNA-Szenario</i>	41
Abbildung 17:	Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Europa ohne Deutschland zwischen <i>geNA-Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	43
Abbildung 18:	Durchschnittliche Abregelung in Gesamteuropa nach Stunde des Tages, Szenario und Jahr	46

Abbildung 19:	Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen <i>geNA-Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	48
Abbildung 20:	Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen <i>geNA-Szenario</i> und <i>Basisszenario</i> in GW.....	50
Abbildung 21:	Übersicht der Entwicklung der Wärmebereitstellung in den abgebildeten Wärmenetzen	51
Abbildung 22:	CO ₂ -Preis im Modell im Basis- und <i>geNA-Szenario</i>	55
Abbildung 23:	Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im <i>geNA</i> - und <i>Basisszenario</i> in Europa bis 2050	59
Abbildung 24:	Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im <i>geNA</i> - und <i>Basisszenario</i> in Europa bis 2050	60
Abbildung 25:	Gegenüberstellung der maximalen (n-1)-Netzbelastungen im <i>Basis</i> - und <i>geNA-Szenario</i> in 2050 vor endogenem Netzausbau	61
Abbildung 26:	Gegenüberstellung der installierten EE-Leistungen im <i>Basis</i> - und <i>geNA-Szenario</i> in 2050	62
Abbildung 27:	Gegenüberstellung der deutschen Handelsflüsse im <i>Basis</i> - und <i>geNA-Szenario</i>	64
Abbildung 28:	Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im <i>Basis</i> - und <i>geNA-Szenario</i> nach Technologien.....	65
Abbildung 29:	Gegenüberstellung des Netzausbaus im <i>Basis</i> - und <i>geNA-Szenario</i>	67
Abbildung 30:	Gegenüberstellung der regionalen Verteilung des Netzausbaus im <i>Basis</i> - und <i>geNA-Szenario</i>	68
Abbildung 31:	Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im <i>Basis</i> - und <i>geNA-Szenario</i>	69
Abbildung 32:	Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“	70
Abbildung 33:	Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich	72

Abbildung 34:	Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich	74
Abbildung 35:	Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich (<i>Basis-</i> und <i>geNA-Szenario</i>)	75
Abbildung 36:	Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich (<i>Basis-</i> und <i>geNA-Szenario</i>)	79
Abbildung 37:	Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (<i>Basis-</i> und <i>geNA-Szenario</i>)	80
Abbildung 38:	Kosten des deutschen Stromsystems im <i>geNA-Szenario</i> in Mrd. EUR 2010	87
Abbildung 39:	Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im <i>geNA-Szenario</i> mit dem <i>Basisszenario</i> , in Mrd. EUR ₂₀₁₀	89
Abbildung 40:	Vergleich der Potenzialausnutzung bei Onshore-Wind im Jahr 2050 im <i>Basisszenario</i> und im <i>geNA-Szenario</i>	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen beider Szenarien	8
Tabelle 2:	Stromerzeugung <i>geNA-Szenario</i> in Europa exklusive Deutschland in TWh.....	17
Tabelle 3:	Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im <i>geNA-Szenario</i> in TWh	20
Tabelle 4:	Stromerzeugung in Deutschland im <i>geNA-Szenario</i> in TWh.....	22
Tabelle 5:	Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im <i>geNA-Szenario</i> in GW.....	23
Tabelle 6:	Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland	27
Tabelle 7:	Differenz der Ergebnisse für Europa (Stromerzeugung) ohne Deutschland zwischen <i>geNA-Szenario</i> und <i>Basisszenario in TWh</i>	43
Tabelle 8:	Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen <i>geNA-Szenario</i> und <i>Basisszenario</i> in TWh	48
Tabelle 9:	Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen	50
Tabelle 10:	CO ₂ -Preis im Modell im Basis- und <i>geNA-Szenario</i>	55
Tabelle 11:	Kosten des deutschen Stromsystems im <i>geNA-Szenario</i> in Mio. EUR ₂₀₁₀	86
Tabelle 12:	Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im <i>geNA-Szenario</i>	87
Tabelle 13:	Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im <i>geNA-Szenario</i> mit dem <i>Basisszenario</i>	88

Abkürzungsverzeichnis

AC	Dreh-/Wechselstrom (alternating current)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BECCS	Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung (Bioenergy with CCS)
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge (Battery electric vehicle)
BZ	Brennstoffzellen
CCS	CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (Carbon capture and storage)
CH ₄	Methan
CNG	Compressed natural gas
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSP	Konzentrierende Solarthermie (Concentrated solar power)
DC	Gleichstrom (direct current)
DRI	Direktreduziertes Eisen (Direct-reduced iron)
DSM	Management der Stromnachfrage (Demand side management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäusern
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EU	Europäische Union
EUA	EU-ETS Emissionszertifikat (EU Allowance)
(EU) ETS	(European Union) Emission Trading Scheme
EUR	Euro
geNA	geringerer Netzausbau
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
HöS	Höchstspannung
HöS/HS	Höchst-/Hochspannung
HS	Hochspannung
HS/MS	Hoch-/Mittelspannung
HSL	Hochstromleiterseil
HTL	Hochtemperaturleiterseil
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
L-NFz	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Flüssigerdgas (Liquified natural gas)
MAP	Marktanreizprogramm
MENA	Mittler Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
MFH	Mehrfamilienhäuser
MJ	Megajoule
MNA	Modellnetzanalyse
MS	Mittelspannung
MS/NS	Mittel-/Niederspannung
MW	Megawatt
MW	Megawattstunde
N ₂ O	Distickstoffmonoxid
NE	Nichteisen
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NTC	Stromhandelskapazität (Net transfer capacity)
OH-LKW	Oberleitungs-Hybrid-LKW
PE	Primärenergie
PKW	Personenkraftwagen
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PV	Photovoltaik
S-NFz	Schwere Nutzfahrzeuge
TDI	Toluol-2,4-diisocyanat
TEN(-V)	Trans-European Networks (Verkehr)
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year-Network-Development-Plan
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe
WZ	Wirtschaftszweig

1 Zielrichtung des Szenarios und Parametrierung

1.1 Grundsätzliche Ausrichtung und Annahmen zum Netzausbau

Im Hinblick auf das Übertragungsnetz ist es grundsätzliches Ziel aller Untersuchungen der Langfristszenarien, Veränderungen in den Anforderungen an die Übertragungsnetze zu ermitteln. Diese Anforderungen ergeben sich aus einer Veränderung (Zunahme) der kostenoptimalen Transportkapazitäten. Zur Quantifizierung dieser Veränderung und deren Kostenbewertung wird die Zunahme an zusätzlicher Transportkapazität in den vorliegenden Untersuchungen in Kilometern gemessen, die sich an Netzausbau- und -verstärkungsbedarf ergeben, wenn dieser zusätzliche Bedarf an Transportkapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt werden soll. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den z. B. für das *Basisszenario* errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen. Im *Basisszenario* hat sich der Netzausbau als eine sehr attraktive und damit umfangreich genutzte Flexibilitätsoption herausgestellt. Im Szenario „geringerer Netzausbau“ (geNA) wird untersucht, wie sich ein gegenüber dem *Basisszenario* deutlich geringerer Übertragungsnetzausbau auswirken würde. Das Szenario wird insofern durch die Annahme motiviert, dass die im *Basisszenario* ermittelte kostenoptimale Erhöhung der Transportkapazitäten durch Netzausbau mit heutigen Technologien, also insbesondere durch zusätzliche Stromkreise und Trassen, umgesetzt wird. Heute sind bei der Umsetzung erhebliche Hemmnisse zu beobachten, was die mit dem *geNA-Szenario* zu untersuchenden Fragen aufwirft. Sollten neue Netztechnologien zukünftig eine Bereitstellung zusätzlicher Transportkapazität auch auf anderem Wege ermöglichen, könnten diese Fragen teilweise an Relevanz verlieren. Dies würde zumindest dann gelten, wenn dies zu vergleichbaren Kosten, ohne Auswirkungen auf die Systemsicherheit und ohne (andere) Umsetzungshemmnisse möglich wäre. Ob, mit welchen alternativen Technologien und ab wann dies möglich sein könnte, ist derzeit nicht verlässlich absehbar.

Ein Szenario mit erheblich geringerem Netzausbau, wie das *geNA-Szenario*, verspricht somit Erkenntnisse darüber, welche Konsequenzen der Verzicht auf diese ökonomisch sinnvolle, zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts möglicherweise sogar technisch notwendige Flexibilitätsoption hat.

Für das *geNA-Szenario* werden heute bereits in Bau befindliche Vorhaben und Vorhaben, deren (energiewirtschaftliche) Notwendigkeit gesetzlich festgestellt wurde und deren Planung in der Folge bereits vorangeschritten ist, nicht in Frage gestellt. Dies betrifft somit diejenigen Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen, die im *Basisszenario* (und auch in den weiteren Szenarien) als Mindestzubau exogen vorgegeben wurden. Für Deutschland umfasst dies hauptsächlich die Projekte des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und des Gesetzes über den Bundesbedarfsplan (BBPIG). Für das Ausland (und die deutschen Außengrenzen) werden Projekte des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) vorgegeben, die sich bereits in der Umsetzung befinden bzw. deren Umsetzung als sehr wahrscheinlich anzusehen ist. Über diese Maßnahmen hinaus wird in diesem Szenario ein weiterer Ausbau der Übertragungsnetze weitestgehend ausgeschlossen.

Im Vergleich zum Netzausbau, der sich unter den Annahmen des *Basisszenarios* als kostenoptimal herausgestellt hat, bedeutet dies eine erhebliche Einschränkung: So wurde für das *Basisszenario* ein Ausbau von 36.000 Stromkreiskilometern für das deutsche Übertragungsnetz ermittelt. Davon entfallen 15.000 km auf die oben genannten, auch für das hier betrachtete *geNA-Szenario* vorgegebenen Maßnahmen nach EnLAG, BBPIG und TYNDP. Mit rund 21.000 km entfällt somit also deutlich mehr als die Hälfte des für das *Basisszenario* ermittelten Netzausbaus auf Maßnahmen, die in dem *geNA-Szenario* als Option (weitestgehend) nicht zur Verfügung stehen. Es ist somit zu erwarten, dass diese Vorgabe spürbare Auswirkungen auf das Stromsystem hat – sowohl hinsichtlich der Kosten, da mit dem Netzausbau eine offenkundig günstige Flexibilitätsoption wegfällt, als auch technisch, d. h. im Hinblick auf die in einem solchen Szenario gewählten Technologieoptionen, um eine Deckung der Nachfrage und die auch für dieses Szenario vorgegebenen THG-Minderungs- und EE-Ziele zu erreichen.

Gleichwohl gilt: Mit 15.000 km zusätzlichen bzw. verstärkten Stromkreiskilometern, die im *geNA-Szenario* für das deutsche Übertragungsnetz als exogen vorgegebener Zubau angenommen werden, berücksichtigt auch dieses Szenario noch Netzausbau in nennenswertem Umfang.

Die weitgehende Beschränkung des endogenen Netzausbaus, die in diesem Szenario geeignet zu modellieren ist, bedeutet nicht, dass über die o. g. exogen vorgegebenen Netzausbaumaßnahmen hinaus keinerlei weitere Maßnahmen im Übertragungsnetz zulässig sind. Eine solche strikte Vorgabe wäre einerseits im Hinblick auf die eingesetzten Modelle kaum einzuhalten und erscheint andererseits im Hinblick auf die in diesem Szenario zu untersuchende Fragestellung auch weder erforderlich noch sinnvoll:

1. Das eingesetzte Modellinstrumentarium verknüpft insbesondere eine zeitlich und geographisch hoch aufgelöste Abbildung des deutschen und europäischen Übertragungsnetzes mit einer das gesamte europäische Stromsystem und den gesamten Zeitbereich bis zum Jahr 2050 umfassenden Ausbauoptimierung. Erstere erlaubt eine sehr detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz. Damit kann sichergestellt werden, dass ein Netzausbedarf in einer Höhe ermittelt wird, der allen Anforderungen (Lastflusssituationen) gerecht wird, die sich aus den Ausbau- und Einsatzentscheidungen (insbesondere EE-Erzeugung, Austausch mit dem Ausland, konventionelle Kraftwerke, Nachfrageflexibilität) der Ausbauoptimierung des Stromsystems ergeben. Die Ausbauoptimierung hat dabei den Anspruch, eine Lösung zu ermitteln, die auch unter Berücksichtigung der Netzkosten optimal ist. Damit ist ebenso eine Abbildung der Wechselwirkungen zwischen Netzrestriktionen/-ausbau und den anderen in der Ausbauoptimierung zu treffenden Entscheidungen erforderlich. Aufgrund des umfassenden zeitlichen und geographischen Betrachtungsbereichs der Ausbauoptimierung muss die Abbildung des Netzes in der Ausbauoptimierung aber notwendigerweise vereinfacht erfolgen (siehe hierzu auch Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“). Dies bedeutet z. B., dass die räumliche Auflösung der Netzmodellierung (wie die des gesamten Stromsystems) nicht beliebig fein erfolgen kann. Dies wäre allerdings erforderlich, wenn man tatsächlich abbilden wollte, dass keinerlei weiterer Netzausbau erfolgen darf. Ansonsten ließe sich nicht verhindern, dass z. B. aufgrund kleinräumiger Konzentration von EE-Ausbau lokale Netzengpässe entstehen, deren Behebung Netzverstärkungen über das vorgegebene Maß hinaus erforderlich machen könnten. Daher wäre eine strikte Vorgabe (über den exogen vorgegebenen Ausbau keinen weiteren Übertragungsnetzzubau zuzulassen) letztlich nicht einzuhalten.
2. Dieses Szenario beruht auf der Feststellung, dass die Umsetzung von Netzausbau heute erheblichen Hemmnissen ausgesetzt ist. Diese Hemmnisse beziehen sich jedoch nicht auf jede Art von Maßnahmen im Übertragungsnetz. So ist davon auszugehen, dass auch zukünftig – wie auch in der Vergangenheit stets im Zusammenhang zum Beispiel mit der notwendigen Bestandserneuerung – gewisse Maßnahmen umsetzbar sein werden, ohne auf unüberwindbaren Widerstand zu stoßen. Daher wäre eine strikte Vorgabe (über den exogen vorgegebenen Ausbau keinen weiteren Übertragungsnetzzubau zuzulassen) auch nicht erforderlich, sofern die Beschränkung des Netzausbaus jedenfalls solche Maßnahmen umfasst, die mit einem erheblichen Eingriff z. B. in das Landschaftsbild verbunden sind.

In diesem Szenario wird also nicht jeglicher Netzausbau, der über den exogen vorgegebenen hinausgeht, ausgeschlossen. Vielmehr wird Netzausbau, der auf eine Erhöhung der **großräumigen** Stromübertragung abzielt, in diesem Szenario nicht zugelassen.

Um diese Überlegung im Hinblick auf die Modellierung konkret operationalisieren zu können, ist es sinnvoll, Netzausbaumaßnahmen nach klar definierten Maßnahmenkategorien zu differenzieren und zu definieren, welche dieser Maßnahmen in diesem Szenario noch zugelassen werden sollen.

- Kategorie A: Erschließung neuer Trassen (nicht zugelassen)
 - o Neue Drehstrom- (AC-) Trassen
 - o Neue Gleichstrom- (DC-) Trassen
- Kategorie B: Zusätzliche Stromkreisaufgabe in bestehenden Trassen (nicht zugelassen)
- Kategorie C: Ersatz bestehender Stromkreise in bestehenden Trassen (zugelassen)
 - o Ersatz von 220 kV-Leitungen durch 380 kV-Leitungen mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen
 - o Ersatz von „herkömmlichen“ 380 kV-Leitungen durch 380 kV-Leitungen mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen

Die Erschließung neuer Trassen (Kategorie A) sowie die Aufgabe zusätzlicher Stromkreise in bestehenden Trassen (Kategorie B) werden im Rahmen des Szenarios nicht zugelassen. Maßnahmen beider Kategorien sind mit einer erheblichen Veränderung des Mast- und damit des Landschaftsbildes verbunden und gehören somit tendenziell zu den Maßnahmen, deren Umsetzung unter Akzeptanzgesichtspunkten besonders kritisch erscheint.

Ein Ersatz bestehender Stromkreise in bestehenden Trassen (Kategorie C) wird hingegen auch in diesem Szenario zugelassen. Dies sind solche Maßnahmen, deren Umsetzung tendenziell (aber nicht in jedem Einzelfall) unkritisch sein dürfte.

Eine Beschränkung auf diese Kategorie von Maßnahmen würde vermeiden, dass sich das bestehende Mastbild durch eine umfangreiche Inbetriebnahme zusätzlicher Systeme, die teilweise auf höheren und stabileren Masten installiert werden müssten, umfangreich verändert. Eine Veränderung des Mastbildes bei einem Ersatz der 220kV- durch 380kV-Verbindungen ist darüber hinaus allerdings dennoch möglich. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass beim Ersatz, identisch zum *Basisszenario*, eine pauschale, durchschnittliche Verkabelung von etwa 20 % für

Drehstromleitungen angenommen wird, was die Umsetzbarkeit solcher Maßnahmen wahrscheinlicher erscheinen lässt.

Insgesamt führt diese Parametrierung letztlich dazu, dass im Rahmen des Szenarios eine Inbetriebnahme sowohl weiterer Stromkreise als auch Trassen über die exogen vorgegebenen Maßnahmen nach EnLAG, BBPIG und TYNDP hinaus nicht zulässig ist.

Auch ist für dieses Szenario eine gegenüber dem *Basisszenario* angepasste Modellierung des Übertragungsnetzes für die Ausbauoptimierung notwendig. Denn nur so kann sichergestellt werden, dass im Hinblick auf den endogen ermittelten Netzausbau ausschließlich unter Rückgriff auf Maßnahmen der Kategorie C die Anforderungen an das Übertragungsnetz bewältigt werden können, die sich aus den sonstigen Ausbauentscheidungen der Ausbauoptimierung ergeben. Hierfür ist es einerseits erforderlich, der Ausbauoptimierung nicht die Möglichkeit einer endogenen Erhöhung der Handelskapazitäten zwischen den Ländern bzw. Regionen zuzulassen. Da der Fokus auf das deutsche Stromsystem gelegt wird, ist es für das Ausland ausreichend, wenn der Ausbauplanung kein länderübergreifender Netzausbau ermöglicht wird. Mit allein dieser Restriktion ist es dennoch nicht möglich, den umfangreichen Stromtransport innerhalb Deutschlands, der beispielsweise aus einem Transport des Stroms aus Windenergieanlagen im Norden zu den Lastzentren im Westen und Süden Deutschlands bestehen kann, zu begrenzen.

Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine im Vergleich zum *Basisszenario* detailliertere Berücksichtigung des deutschen Übertragungsnetzes erforderlich. Dies impliziert eine adäquate Abbildung der heute bestehenden und sich durch exogen vorgegebene Ausbauprojekte erhöhenden Stromübertragungsmöglichkeiten. Dafür eignet sich eine Erweiterung des im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, insbesondere Abschnitt 3.4.1.5, „Deutsches Netzregionenmodell“, vorgestellten Netzmodells, da dieses im Grundsatz schon in der Lage ist, die bestehende Kapazität des Übertragungsnetzes an den Grenzen zwischen den im *Basisszenario* dargestellten sechs Regionen abzubilden. Die exakte Übernahme dieser Modellierung wäre für das *geNA-Szenario* allerdings zu wenig regional differenziert, da innerhalb der im *Basisszenario* modellierten Regionen ggf. so hohe Leistungsflüsse auftreten würden, die nicht ausschließlich mit den oben genannten, noch zugelassenen Ausbaumaßnahmen nach Kategorie C zu kontrollieren wären.

Wie oben bereits erläutert, ist eine beliebig feine regionale Auflösung in der Ausbauoptimierung nicht möglich, aber auch nicht erforderlich, solange in der Folge

nur lokale Engpässe auftreten, die mit den oben beschriebenen Maßnahmen der Kategorie C beherrschbar sind.

Daher wurde die im *Basisszenario* aus sechs Regionen bestehende Übertragungsnetzmodellierung auf neun Regionen ausgeweitet, die folgender Abbildung entnommen werden können. Zur Vergleichbarkeit sind auch die sechs Regionen des *Basisszenarios* mit dargestellt.

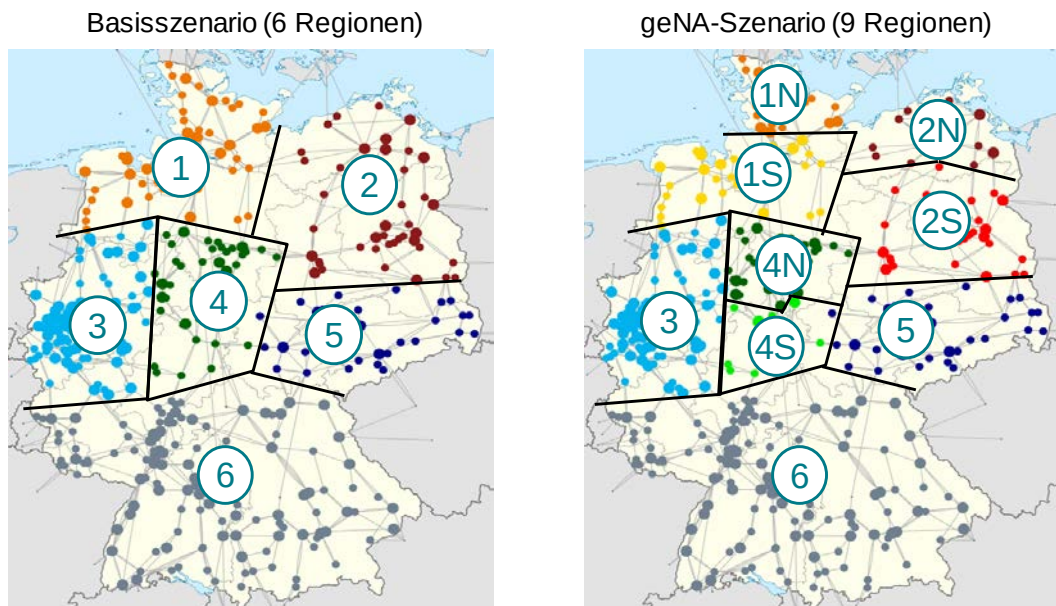


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Regionenschnitts für Deutschlands im *Basisszenario* und *geNA-Szenario*

Aus der Grafik ist ersichtlich, dass die Regionen „DE 1“, „DE 2“ und „DE 4“ jeweils in zwei zusätzliche Regionen aufgeteilt wurden. Die so neu definierten Grenzen werden – wie andere Grenzen – mit maximal verfügbaren Handelskapazitäten belegt, so dass zwischen den neu gebildeten Regionen nun kein unbegrenzter Stromaustausch mehr möglich ist. Da im Rahmen der Ausbauplanung zusätzlich keine endogene Erhöhung dieser Handelskapazitäten, die in umfassenden Übertragungsnetzausbau resultieren würde, möglich ist, muss unter diesen Bedingungen ein neues Optimum für das gesamte Stromsystem gefunden werden.

Verteilungsnetz

Die oben geschilderte Fragestellung für dieses Szenario bezieht sich ausschließlich auf Hemmnisse bei der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz. Nicht zuletzt aufgrund der ohnehin bereits für das *Basisszenario* ange-

nommenen Vollverkabelung aller Ausbaumaßnahmen im Verteilungsnetz sind vergleichbare Hemmnisse hier nicht zu erwarten. Daher wird der Ausbau der Verteilungsnetze in diesem Szenario nicht beschränkt, sondern ergibt sich entsprechend des gesamtwirtschaftlichen Optimums.

Sämtliche Aspekte zu den Wechselwirkungen zwischen **Verteilungsnetzen** und den nachfrage- und angebotsseitigen Modellen sind im Modul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.2, „Verteilungsnetze“, beschrieben. Die dort genannten Annahmen und Parameter sind grundsätzlich einheitlich für alle Szenarien gültig.

Entsprechend der einheitlichen Vorgaben zum PV-Ausbau werden sowohl im *geNA-Szenario* als auch im *Basisszenario* PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 52 GW errichtet, von denen dreiviertel, also 39 GW auf PV-Aufdachanlagen entfallen. In beiden Szenarien entspricht der tatsächlich zugebaute Umfang an PV-Aufdachanlagen genau diesem Mindestwert. Dennoch gibt es Unterschiede in der räumlichen Verteilung der Aufdachanlagen. Die regionale Verteilung der PV-Aufdachanlagen, hat erheblichen Einfluss auf die Höhe des in den Verteilungsnetzen erforderlichen Netzausbaus. Für die Erreichung eines unter den gegebenen Randbedingungen gesamtkostenoptimalen Ergebnis ist es somit erforderlich, den Zusammenhang zwischen Netzkosten und regionaler Verteilung bereits in der Zubauoptimierung *Enertile* zu berücksichtigen. Daher werden für das *geNA-Szenario* und das *Basisszenario* für jede der neun (*geNA-Szenario*, siehe oben) bzw. sechs (*Basisszenario*) in Deutschland modellierten Regionen sogenannte Netzausbauschwellen vorgegeben. Diese beschreiben die installierte Leistung in PV-Aufdachanlagen, ab denen ein Netzausbau mit entsprechender Kostenwirkung erforderlich wird. In *Enertile* ist dies dadurch abgebildet, dass bei einem Zubau, der über diese Schwelle hinausgeht, die Kosten für den Zubau steigen. Die Höhe der Netzausbauschwelle ist stark arbeitspunktabhängig, da sie wesentlich davon abhängt, wo und in welchem Umfang auch andere EE-Anlagen errichtet werden (PV-Freifläche und Wind), die ebenfalls die Verteilungsnetze „belasten“. Daher müssen die Netzausbauschwellen in einem iterativen Vorgehen ermittelt werden; denn die aus den Netzausbauschwellen resultierende Verteilung der PV-Aufdachanlagen kann wiederum die Verteilung der übrigen EE-Anlagen beeinflussen. Als Ergebnis dieses iterativen Vorgehens haben sich die in nachfolgender Tabelle aufgeführten Werte ergeben. Die Unterschiede im Vergleich der beiden Szenarien sind auf die unterschiedliche Vorbelastung der Verteilungsnetze durch EE-Anlagen anderer Technologien, also insbesondere PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen, zu erklären, wie nachfolgendes Beispiel illustriert: Im *geNA-Sze-*

nario werden in Region “DE 1“ in 2050 ca. 10 GW in PV-Freiflächenanlagen installiert, während im *Basisszenario* mit gut 3 GW nur etwa ein Drittel in diesen Anlagen installiert ist. Somit ist die Vorbelastung der Verteilungsnetze in Region “DE 1“ im *geNA-Szenario* höher als im *Basisszenario* und folglich die Ausbauschwelle für PV-Aufdachanlagen niedriger.

Tabelle 1: Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen beider Szenarien

Region	Basisszenario	Szenario geringerer Netzausbau
„DE 1 Nord“	2,7 GW	0,2 GW
„DE 1 Süd“		0,7 GW
„DE 2“ Nord	4,6 GW	0,6 GW
„DE 2“ Süd		3,1 GW
„DE 3“	10,2 GW	10,2 GW
„DE 4“ Nord	2,7 GW	1,0 GW
„DE 4“ Süd		0,6 GW
„DE 5“	4,0 GW	2,1 GW
„DE 6“	16,2 GW	9,7 GW

1.2 Anpassung der CO₂-Preise

Die oben dargestellten Änderungen an der Parametrierung des Netzausbaus wurden im Modell in einem ersten Testlauf umgesetzt. Ohne weitere Veränderung der Eingangsdaten führt der stark eingeschränkte Übertragungsnetzausbau erwartungsgemäß zu starken Veränderungen der gesamten Ergebnisse. Verkürzt ausgedrückt kann die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien interregional schlechter ausgeglichen werden. Das Modell reagiert darauf mit deutlich niedrigeren EE-Anteilen und höheren Anteilen fossiler Stromerzeugung. Dies ist zunächst einmal eine wichtige, wenn auch etwas triviale Erkenntnis: Mit deutlich geringerem Netzausbau können erneuerbare Energien schlechter integriert werden, der CO₂-Preis von 100 EUR/t, der in 2050 im *Basisszenario* erreicht wird, reicht nicht aus, dass Stromspeicher als alternative Integrationsmaßnahme kosteneffizient wären. Unter sonst gleichen Bedingungen führt der geringere Netzausbau zu einer höheren fossilen Erzeugung und damit zu deutlich höheren Emissionen. Die Ergebnisse eines so parametrisierten Szenarios sind somit nur schwer mit dem *Basisszenario* vergleichbar; während letzteres ein Zielszenario darstellt, verfehlt ein Szenario, in dem der Netzausbau reduziert wird, ohne weitere Änderungen die für den Stromsektor notwendige Emissionsminderung. Ein Vergleich, beispielsweise der Kosten des Stromsystems, ist wenig zielführend, da der Klimaschutzbeitrag der beiden Systeme zu unterschiedlich ist.

Daher wurden in einer Serie von weiteren Testläufen die CO₂-Preise schrittweise solange angehoben, bis die Emissionen Deutschlands denen des *Basisszenarios* entsprachen; insgesamt musste der CO₂-Preis dazu bis 2050 auf 145 EUR/t angehoben werden. Durch die höheren CO₂-Preise sinken die Emissionen; das Modell ergreift teurere Maßnahmen, um Emissionen aus fossilen Brennstoffen zu vermeiden. Es sucht dabei gezwungenermaßen nach alternativen Optionen, um hohe EE-Anteile auch mit einem deutlich reduzierten Übertragungsnetzausbau zu realisieren.

Dabei stellt sich jedoch ein ungewollter Effekt ein: Bei einem CO₂-Preisverlauf, bei dem die Emissionen in Deutschland denen des *Basisszenarios* entsprechen, liegen die Emissionen im europäischen Ausland weiterhin deutlich über denen des *Basisszenarios*. Ursache dieser Divergenz dürfte die im Ausland gegenüber Deutschland vereinfachte Darstellung von Flexibilitätsoptionen und Sektorkopplung sein: In Deutschland sind mehr Integrationsoptionen abgebildet, daher reagiert das Modell dort stärker auf eine Erhöhung der CO₂-Preise. Im Ausland, für das keine Wärmenetze abgebildet sind und DSM-Optionen nur aggregiert und mit unveränderbarer Maximalleistung enthalten sind, ist die EE-Integration aus Sicht

des Modells teurer. Bei steigenden CO₂-Preisen sinken die Emissionen dort daher langsamer. Dieser Effekt führt jedoch auch für diese Parametrierung zu einer mangelnden Vergleichbarkeit der Ergebnisse, da Deutschland in diesem Szenario in stärkerem Umfang als im *Basisszenario* Flexibilität bzw. gesicherte Leistung im Ausland nutzt und sich das Stromsystem außerhalb Deutschlands zu stark vom *Basisszenario* unterscheidet. Dadurch werden die Herausforderungen eines beschränkten Netzausbaus unterschätzt.

Im dritten und finalen Schritt wurden daher zusätzliche Nebenbedingungen eingesetzt: In jedem Szenariojahr dürfen die Emissionen sowohl in Deutschland als auch im übrigen Europa nicht über den jeweiligen Emissionen des *Basisszenarios* liegen; für das übrige Europa gelten hierbei keine nationalen Vorgaben, sondern länderübergreifend eine einzige Summe. Diese Parametrierung stellt für das Modell gewissermaßen folgende Frage dar: „Wie kann das Stromsystem die gleiche Emissionsminderung wie das *Basisszenario* erreichen, wenn der Netzausbau deutlich eingeschränkt ist?“¹

Im Folgenden werden in den Abschnitten 2.1 bis 2.4 die Ergebnisse des *geNA-Szenarios* einzeln dargestellt, bevor in Abschnitt 2.5 die Ergebnisse bezüglich der Erzeugung mit denen des *Basisszenarios* verglichen werden. In Kapitel 3 folgt dann die Analyse der Netze. Die Kosten der Stromversorgung werden in Kapitel 4 diskutiert. In Kapitel 5 werden die Ergebnisse zusammengefasst und Schlussfolgerungen gezogen.

¹ Wie in Abschnitt 2.5.3 dargelegt wird, bringt aber auch diese Parametrierung methodische Schwierigkeiten mit sich. Der CO₂-Preis steigt in Deutschland dadurch in dieser Parametrierung sogar auf bis zu 200 EUR/t, da das europäische Ausland weniger Flexibilität zu Verfügung stellen kann.

2 Erzeugungssystem - geNA-Szenario und Vergleich mit Basisszenario

2.1 Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland

Die Entwicklung der Stromerzeugung in Europa im *geNA-Szenario* soll anhand der auf den folgenden Seiten dargestellten Abbildungen „Stromerzeugung im *geNA-Szenario* Europa exklusive Deutschland“ und „Potenziale erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland“ erläutert werden.

Die **Stromnachfrageentwicklung** des europäischen Auslands wird in allen Szenarien aus dem EU-Szenario „Reference scenario 2050“² übernommen. In diesem Szenario wird von einem relativ kontinuierlichen Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen. Obwohl es sich bei dem *Reference scenario 2050* nicht um ein Zielszenario handelt, werden die Daten auch in den Zielszenarien dieser Studie verwendet, um eine möglichst hohe Vergleichbarkeit der Szenarien zu gewährleisten. Obwohl in einem Zielszenario, wie dem *Basisszenario* oder *geNA-Szenario*, vermutlich Effizienzmaßnahmen eine größere Rolle spielen, als dies im *Reference scenario 2050* der Fall ist, werden bei ambitionierteren Klimaschutzmaßnahmen neue Verbraucher wie Elektromobilität oder Wärmepumpen auch in anderen Ländern eine größere Rolle spielen. Unabhängig vom Ambitionsniveau der Klimaschutzbestrebungen erscheint ein Anstieg der Stromnachfrage daher wahrscheinlich. Dabei ist zu beachten, dass im Ausland die flexible Nachfrage aus rechenzeittechnischen Gründen nicht so detailliert abgebildet werden kann wie in Deutschland. Daher wird im Ausland ein bestimmter Anteil der Nachfrage als flexibel abgebildet, d. h. die Nachfrage kann innerhalb eines begrenzten Zeitraums verschoben werden. Die Höhe des Anteils orientiert sich dabei an der Entwicklung der flexiblen Nachfrage in Deutschland. Dies bedeutet, dass mit in Deutschland steigenden Stromnachfragen für Wärmepumpen und Elektromobilität auch der Anteil der flexiblen Nachfrage im europäischen Ausland steigt.

Die Stromerzeugung der **Kernenergie** sinkt von 2020 bis 2050 durch die exogenen Leistungsvorgaben des Szenarios deutlich ab. Die Parametrierung bildet auch in diesem Szenario eine Entwicklung ab, in dem die Länder, die derzeit gültige Kernenergieausstiegsgesetze haben, ihre Reaktoren nach 40 Jahren Lebensdauer vom Netz nehmen und Länder, die noch nie Kernenergie genutzt haben,

² [Europäische Kommission 2013] *Trends to 2050. Reference Scenario 2013*. Online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf

dies auch beibehalten. Länder, die zurzeit über laufende Kernkraftwerke verfügen und keinen Kernenergieausstieg beschlossen haben, lassen ihre Kernkraftwerke ebenfalls die vorgesehenen 40 Jahre in Betrieb, bauen danach aber auch neue Reaktoren. Insgesamt geht die Nutzung der Kernenergie aber zurück: Die Erzeugung sinkt von 789 TWh im Jahr 2020 bis auf 327 TWh im Jahr 2050. Die Kraftwerke erreichen selbst in 2050 und trotz der starken Diffusion fluktuierender erneuerbarer Energien aber noch signifikante Auslastungen, im Schnitt laufen die Reaktoren ca. 5.900 h/a. Allerdings fallen die Auslastungen deutlich niedriger aus als im *Basisszenario* (siehe Abschnitt 2.5). Dies begründet sich im Wesentlichen im deutlich geringeren Netzausbau. Dies schränkt im Vergleich zum *Basisszenario* die Möglichkeiten Frankreichs ein, auch in Stunden hoher EE-Einspeisung Strom in die umliegenden Länder zu exportieren. Dabei ist zu erwähnen, dass ein endogener Ausbau von Kernenergie im Modell nur dann stattfinden würde, wenn sehr optimistische Annahmen bezüglich der spezifischen Investitionen getroffen würden und gleichzeitig hohe CO₂-Preise andere konventionelle Technologien verteuern.³ Im *geNA-Szenario* wären die Bedingungen für Kernenergie sogar noch schwieriger als im *Basisszenario*, da die Transportmöglichkeiten für den nuklearen Strom begrenzt sind; ohne starken Netzausbau kommt es häufiger zu „Konflikten“ zwischen grundlastorientierten Erzeugungstechnologien – wie Kernenergie – und fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** wird im Zeitraum von 2020 bis 2050 aufgrund der ansteigenden CO₂-Preise komplett aus dem System verdrängt. Ein Neubau von Kraftwerken ist nicht zugelassen; dies gilt auch für Kraftwerke mit CCS-Technik. Der Grund für die Reduktion der Braunkohle ist wie im *Basisszenario* die hohe Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien.

Die Stromerzeugung aus **Steinkohle** sinkt bis 2020 nur leicht ab, wird aber bis 2050 fast vollständig aus dem System verdrängt. Die Verdrängung ist im *geNA-Szenario* gegenüber dem *Basisszenario* sogar noch beschleunigt.

Die gute Auslastung der Grundlastkraftwerke in den ersten Dekaden geht zunächst wie im *Basisszenario* zu Lasten der **Gaskraftwerke**, deren Erzeugung bereits bis 2020 stark sinkt. Hierbei sind die in dem Szenario recht hohen Gaspreise ein dämpfender Faktor. Ab dem Jahr 2040 verdrängen aufgrund weiter steigender CO₂-Preise bzw. der CO₂-Begrenzung des *geNA-Szenarios* **Gaskraftwerke** dann

³ Das Modell baut Kernkraftwerke erst bei Investitionen von unter 3.500 EUR/kW, was deutlich unter den Angaben zu den sich derzeit im Bau befindlichen Reaktoren liegt; diese liegen noch vor der Fertigstellung bereits bei deutlich über 5.000 EUR/kW.

die günstigsten konventionellen Erzeugungstechnologien. Dennoch verschwindet Erdgas nahezu vollständig aus dem Mittellastsegment und dient in 2050 hauptsächlich zur Deckung der Spitzenlast. Erdgasverstromung stellt dann zwar eine verhältnismäßig günstige konventionelle Stromerzeugung dar, doch der gegenüber dem *Basisszenario* noch einmal höhere implizite CO₂-Preis sorgt dafür, dass der Einsatz fossiler Brennstoffe auf wenige, kritische Situationen beschränkt wird.

Wind-Onshore ist auch im *geNA-Szenario* die wichtigste Stromerzeugungstechnologie und die Erzeugung wird auf 1.720 TWh in 2050 ausgebaut. Grund dafür ist die trotz stärkerer Netzrestriktionen hohe Wettbewerbsfähigkeit unter den angenommenen Rahmenbedingungen. Durch den geringeren Netzausbau fällt die Stromerzeugung jedoch ca. 120 TWh niedriger aus als im *Basisszenario*. Es werden nicht nur weniger Anlagen errichtet, der Ausbau erfolgt auch in anderen Regionen als im *Basisszenario*. Im *Basisszenario* werden auch international tendenziell die besten Standorte genutzt. Im *geNA-Szenario* ist der Ausbau in windreichen Regionen geringer als im *Basisszenario*, z. B. auf den britischen Inseln. Im Gegenzug wird Windenergie in einigen Regionen mit eher durchschnittlichen Windbedingungen stärker genutzt; dass Windstrom im *geNA-Szenario* weniger leicht zwischen den Regionen gehandelt werden kann, führt zu einem stärker verteilten Ausbau. Die regionale Verteilung und der zeitliche Verlauf des Ausbaus werden in Abschnitt 2.3 im Detail diskutiert.

Die Stromerzeugung aus **Wind-Offshore** steigt bis auf 195 TWh. Das Modell geht damit in der letzten abgebildeten Dekade ca. 90 TWh über die Mindestvorgaben hinaus, die sich aus den Nationalen EE-Aktionsplänen ergeben. Die Gründe für den höheren Ausbau werden in Abschnitt 2.5.1 näher erläutert, liegen im Wesentlichen im vollständigen Ausnutzen der Wind-Onshore Potenziale in einigen Ländern.

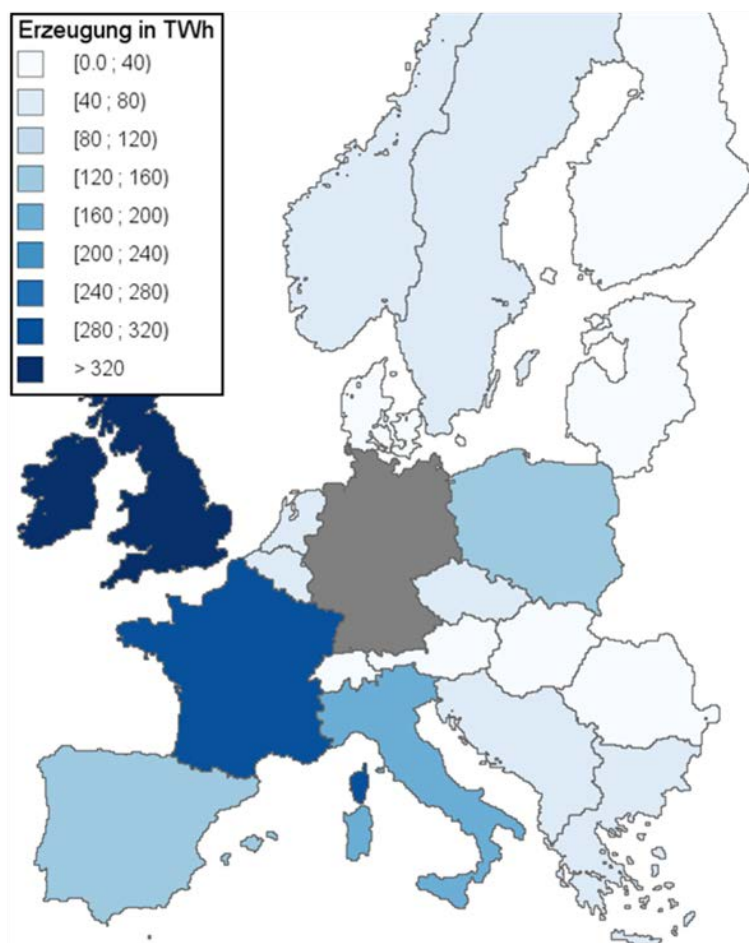


Abbildung 2: Stromerzeugung der Onshore-Windenergie im *geNA-Szenario* nach Regionen im Jahr 2050

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt im *geNA-Szenario* bis auf 534 TWh im Jahr 2050 an und fällt damit höher aus als im *Basisszenario*. Die größte Verbreitung wird dabei weiterhin in Südeuropa erreicht, dort ist der Anteil der PV dann deutlich über dem europäischen Schnitt. Im *geNA-Szenario* wird PV aber auch verstärkt in Osteuropa und sogar auf den Britischen Inseln ausgebaut. Insgesamt beträgt das Potenzial von PV mit Stromerzeugungskosten von bis zu 60 EUR/MWh in der modellierten Region ca. 700 TWh. Die Erschließung weiterer Flexibilitätspotenziale könnte gerade im Fall von starken Netzausbaubeschränkungen die Aufnahmefähigkeit des Systems für PV-Strom erhöhen, hierzu könnten ein noch höherer Anteil von flexibel ladenden Elektrofahrzeugen und eine verstärkte Nutzung von Power-to-Heat-Anwendungen, insbesondere im Bereich der Prozesswärme, gehören.

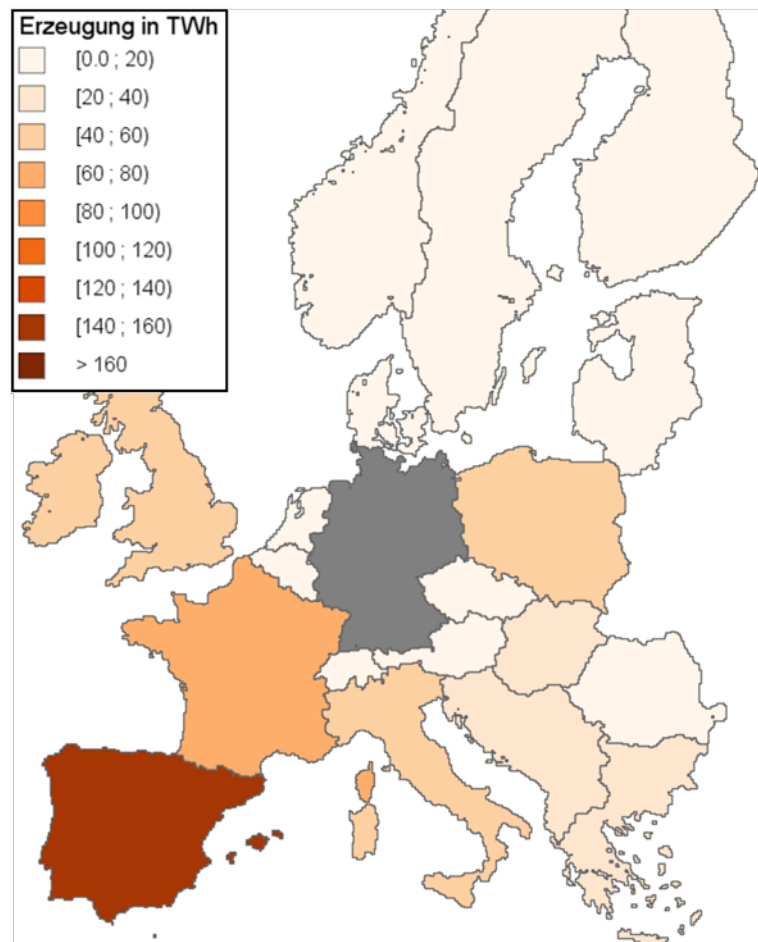


Abbildung 3: Stromerzeugung der Freiflächen-PV im *geNA-Szenario* nach Regionen im Jahr 2050⁴

Ein Ausbau der Stromerzeugung aus **konzentrierender Solarthermie** (engl.: concentrated solar power (CSP)) findet erst in den letzten beiden Dekaden in signifikantem Umfang auf ca. 151 TWh im Jahr 2050 statt. Diese hat zwar höhere Gestehungskosten als Photovoltaik, ist aber in gewissem Umfang regelbar. Dieser Flexibilitätsvorteil führt zu dem zu beobachtenden Ausbau. Der Ausbau fällt jedoch ca. 18 TWh niedriger aus als im *Basisszenario*. Dies ist insbesondere deshalb überraschend, da erwartet werden könnte, dass der Wert der regelbaren CSP in einem Szenario mit begrenzten Transportkapazitäten steigt. Allerdings scheinen die begrenzten Exportmöglichkeiten diesen Effekt zu überkompensieren.

Insgesamt ist das *geNA-Szenario* also in ganz Europa von ähnlichen Entwicklungen geprägt. Erneuerbare Energien, insbesondere Onshore-Windenergie, werden

⁴ Außerhalb Deutschlands wird auf eine Abbildung der Aufdach-PV verzichtet, da die Technologie nicht konkurrenzfähig zur Freiflächen-PV ist.

stark ausgebaut. Während die Bedeutung der Kernenergie exogen bestimmt zurückgeht, werden fossile Energien stark aus dem System gedrängt; ihre Rolle besteht in 2050 fast ausschließlich in der Spitzenlastdeckung in Form von Erdgas. Die Möglichkeiten des Modells, überregional den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Einsatz der Flexibilitätsoptionen zu optimieren, sind in diesem Szenario durch den begrenzten Netzausbau stark eingeschränkt. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die perfekte Informationsbasis und komplett rational optimierende Handlungsweise der Akteure die Auswirkungen eines begrenzten Netzausbaus in der Modellierung im Vergleich zur Realität dämpfen.

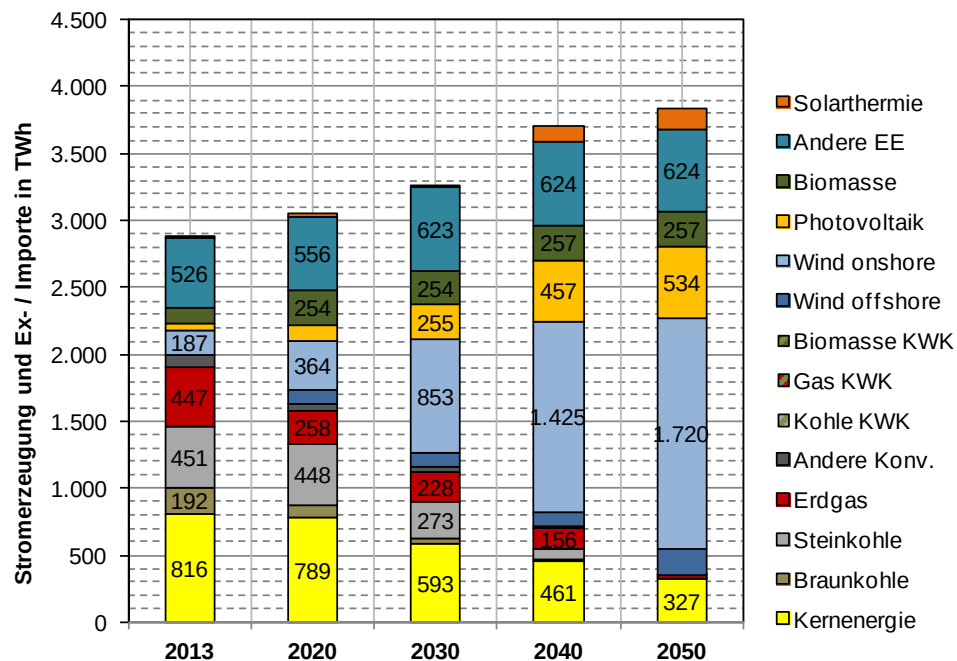


Abbildung 4: Stromerzeugung im geNA-Szenario in Europa exklusive Deutschland

Tabelle 2: Stromerzeugung geNA-Szenario in Europa exklusive Deutschland in TWh

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	816,2	789,1	593,1	461,4	327,2
Braunkohle	192,4	92,7	33,2	11,2	0,0
Steinkohle	451,5	448,2	272,9	74,3	0,8
Erdgas	447,1	258,1	228,4	155,8	23,8
Andere Konventionelle	94,7	46,7	31,6	18,3	8,8
Wind-Onshore	187,4	363,9	853,5	1.425,4	1.719,5
Wind-Offshore		104,1	107,3	107,3	194,5
Photovoltaik	50,4	125,0	254,8	457,5	534,2
Solarthermie	4,4	17,4	20,5	123,9	151,3
Biomasse	111,1	254,4	254,4	257,5	257,5
Andere EE	526,4	555,9	622,9	623,5	623,5
Summe	2.881,4	3.055,4	3.272,5	3.715,9	3.841,0

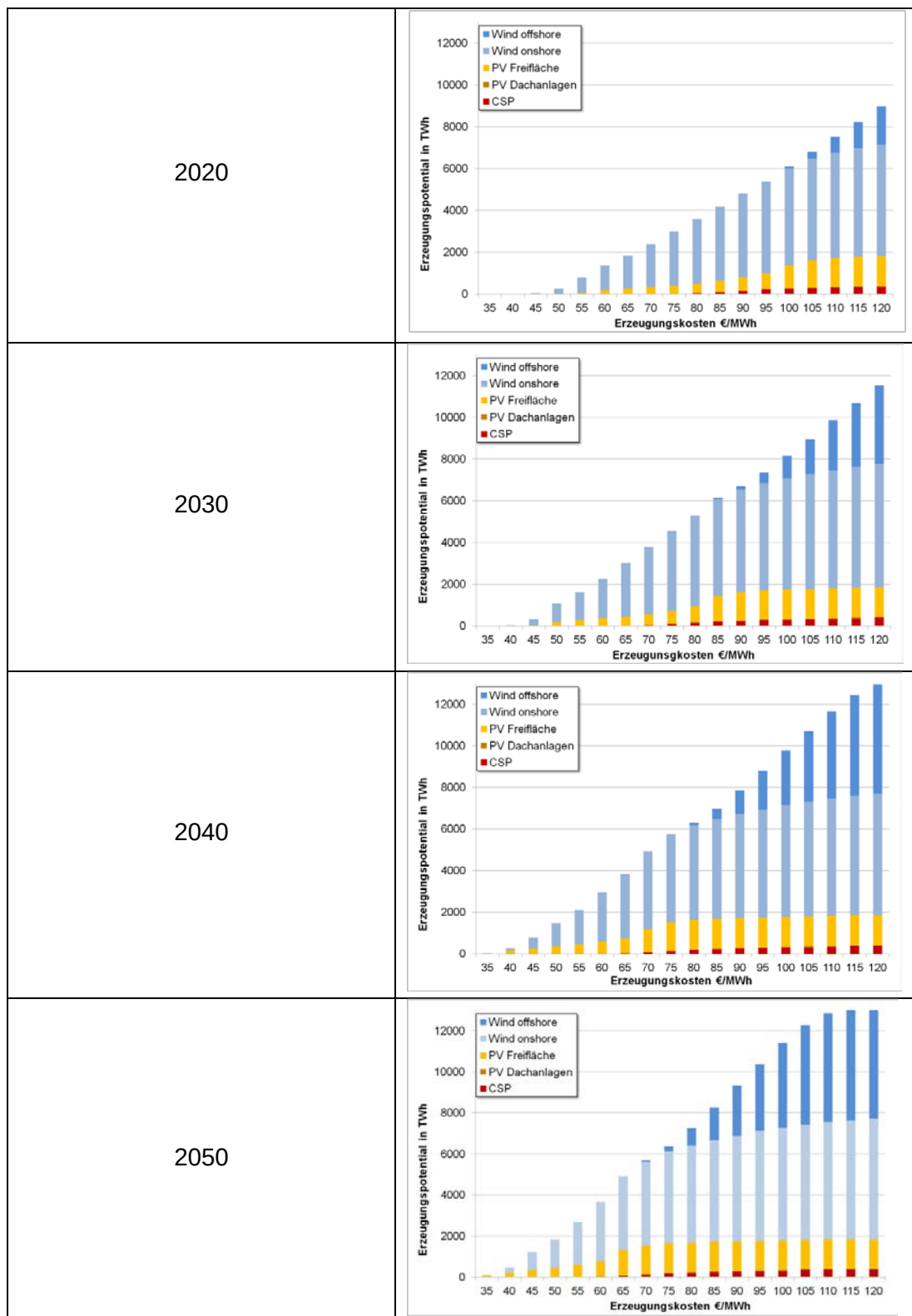


Abbildung 5: Potenziale erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland

2.2 Ergebnisse für Deutschland

2.2.1 Stromnachfrage

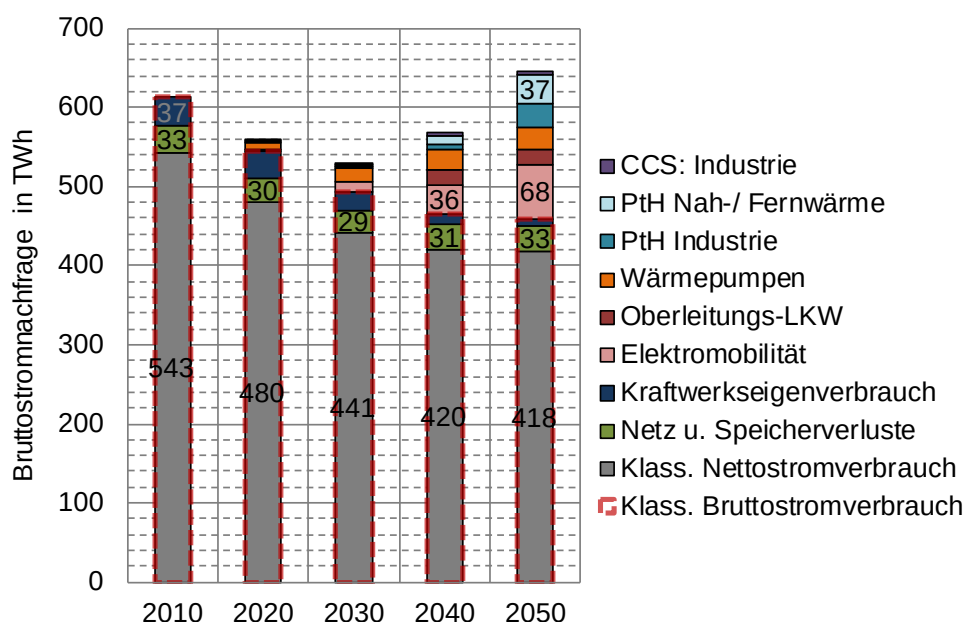
Die Stromnachfrage ist im *geNA-Szenario* in den meisten Aspekten mit der des *Basisszenarios* identisch und wird im Berichtsmodul 3 „Referenzszenario und Basisszenario“ sowohl für die Nachfragesektoren als auch im Abschnitt zum Umwandlungssektor diskutiert. Unterschiede ergeben sich nur in den Bereichen, auf die das Stromsystemoptimiermodell direkten Zugriff hat, d. h. die es in den Berechnungen anpassen kann.⁵ Im Bereich des Nettostromverbrauchs ist dies im Wesentlichen der Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen in der Industrie und in den Fernwärmenetzen. Auch die Verluste in Stromspeichern und Netzen sowie der Eigenverbrauch der Kraftwerke stellen Ergebnisse des Optimiermodells *Enertile* dar.

Im *geNA-Szenario* weicht die Stromnachfrage besonders in drei Aspekten vom *Basisszenario* ab, deren Ursachen in den folgenden Abschnitten noch diskutiert werden. Zum einen ist die Stromnachfrage aus Power-to-Heat höher; das Modell nutzt die Möglichkeit, Strom über den Wärmesektor ins System zu integrieren, da die Integrationsmöglichkeiten über den internationalen Ausgleich stark eingeschränkt sind. Die Netzverluste sind im *geNA-Szenario* geringer als im *Basisszenario*, da aber die Verluste im Transportnetz nur für einen relativ kleinen Teil der insgesamt im Stromnetz auftretenden Verluste verantwortlich sind, sind die Abweichungen hierbei relativ gering. Des Weiteren ist der Eigenverbrauch der Kraftwerke insbesondere in 2050 im Vergleich zum *Basisszenario* erhöht; Grund hierfür ist der häufigere Einsatz von brennstoffbasierten Kraftwerken zur Deckung der Nachfrage.

⁵ Diese Nachfragen sind in Tabelle 3 mit * gekennzeichnet.

Tabelle 3: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *geNA-Szenario* in TWh

	2010	2020	2030	2040	2050
Klassischer Nettostromverbrauch	543,3	480,4	441,2	420,3	417,5
Elektromobilität	0,0	1,8	12,2	35,9	68,3
Oberleitungs-LKW	0,0	0,0	0,0	19,8	18,6
Wärmepumpen	0,0	10,1	17,8	24,6	28,7
Power-to-Heat Industrie*	0,0	1,4	1,0	6,1	29,0
Power-to-Heat Nah-/ Fernwärme*	0,0	1,9	1,6	10,6	37,0
CCS: Industrie	0,0	0,0	0,3	4,2	5,3
Nettostromverbrauch	543,3	495,6	474,2	521,6	604,5
Speicherverluste*	1,6	1,1	0,9	1,4	1,6
Netzverluste*	31,0	28,5	27,9	29,9	31,8
Kraftwerkseigenverbrauch*	36,9	34,4	23,9	14,3	8,4
Bruttostromverbrauch	612,8	559,6	526,9	567,1	646,3
Export	33,8	105,6	48,6	29,3	-23,5
Summe	646,6	665,2	575,5	596,5	622,8
Klassischer Bruttostromverbrauch	612,8	544,4	493,9	465,9	459,3
Senkung ggü. 2008	0,5 %	11,6 %	19,8 %	24,4 %	25,4 %


Abbildung 6: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *geNA-Szenario*

2.2.2 Stromerzeugungsmix im geNA-Szenario

Die folgende Abbildung 7 bzw. Tabelle 4 zeigt die Nettostromerzeugung in Deutschland im *geNA-Szenario*. Die Entwicklungen der einzelnen Beiträge sowie deren Ursachen werden im Folgenden jeweils diskutiert.

Die installierte Leistung der **Kernenergie** folgt auch im *geNA-Szenario* dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, womit 2022 das letzte Kernkraftwerk seine Produktion einstellt. 2020 erreichen die dann noch laufenden Blöcke allerdings weiterhin hohe Auslastungen und speisen 63,6 TWh ein. Das letzte deutsche Kernkraftwerk wird vom Netz genommen, bevor die Netzrestriktionen des *geNA-Szenarios* zum Tragen kommen.

Für **Steinkohlekraftwerke** ist in dem Szenario keine explizite Reduktion der installierten Leistung vorgenommen; die Kraftwerke werden bis zum Ende ihrer angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren betrieben. Im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung daher 13,5 GW, die durch hohe Volllaststunden von ca. 7.400 h/a 100,8 TWh Strom erzeugen. Diese hohe Auslastung ergibt sich unter anderem durch einen Rückgang der Kraftwerksleistung außerhalb Deutschlands. Zurzeit befinden sich viele Kraftwerke in Europa kurz vor dem Ende ihrer angenommenen Lebensdauer, teilweise haben sie diese auch bereits schon überschritten. Das Modell nutzt daher die bestehenden und bis 2020 auch im *geNA-Szenario* zu verstärkenden Interkonnektoren, um Strom zu exportieren. Bis zum Jahr 2050 sinkt die Leistung der bereits heute existierenden Kraftwerke auf knapp unter 2 GW. In den späteren Jahren gelingt den Steinkohlekraftwerken auch immer weniger, hohe Auslastungen zu erzielen. Im Jahr 2040 laufen Steinkohlekraftwerke nur noch 2.000 h/a, in 2050 laufen nur noch Blöcke in KWK-Kraftwerken, die anderen werden stillgelegt. Ein Neubau reiner Kondensationskohlekraftwerke rechnet sich in Deutschland unter den Rahmenbedingungen des *geNA-Szenarios* nicht, wobei dies auch schon im *Basisszenario* der Fall war.

Die ungekoppelte Stromerzeugung aus **Erdgas** geht im *geNA-Szenario* bis 2020 zunächst sehr stark zurück. Dies liegt an den recht stark ansteigenden Erdgaspreisen. Die installierte Leistung verbleibt ohne einen Zubau von neuen Kraftwerken bis 2030 bei ca. 6 GW. In den beiden letzten Dekaden kommt es dann zu einem Neubau von Kraftwerksleistung, allerdings nur von Gasturbinenkraftwerken zur Spitzenlastdeckung. Deren Leistung erreicht in 2050 24,6 GW, die dann allerdings nur ca. 800 Volllaststunden erreichen, also selten eingesetzt werden.

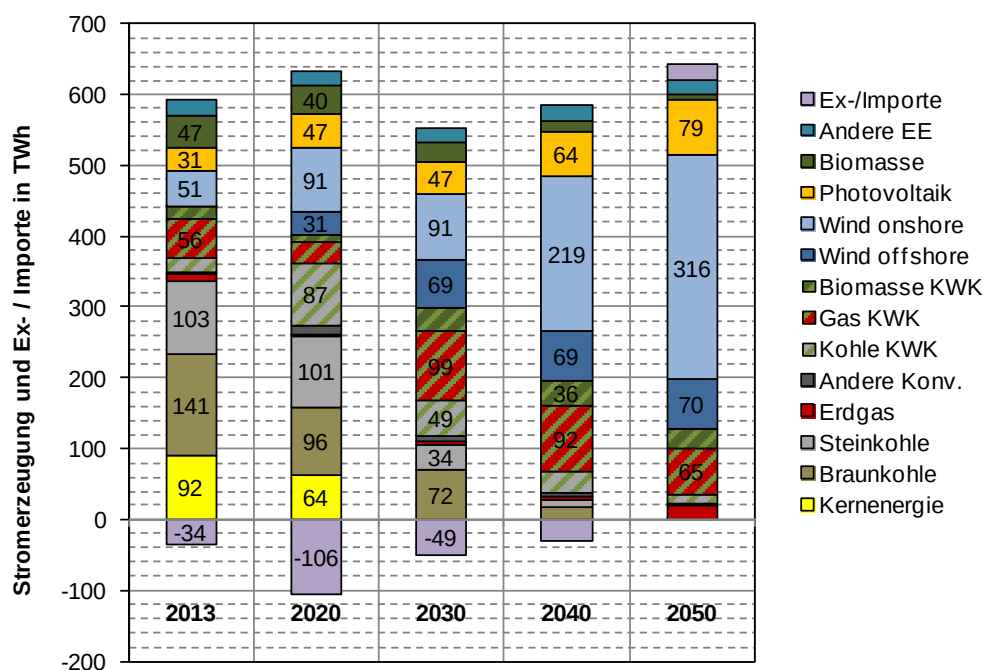


Abbildung 7: Nettostromerzeugung in Deutschland im geNA-Szenario

Tabelle 4: Stromerzeugung in Deutschland im geNA-Szenario in TWh

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	92,1	63,6	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	141,2	95,7	72,0	17,8	0,0
Steinkohle	102,9	100,8	34,2	10,4	1,2
Erdgas	12,1	2,0	3,9	4,3	20,2
Andere Konventionelle	1,3	13,3	9,5	5,7	2,8
Kohle KWK	19,4	87,2	49,1	30,7	12,2
Gas KWK	55,8	29,6	98,5	92,3	65,2
Biomasse KWK	17,1	10,8	31,4	35,9	26,8
Wind-Onshore	51,2	91,0	91,0	218,7	316,3
Wind-Offshore	0,5	31,0	69,4	69,5	69,6
Photovoltaik	31,0	47,4	47,4	63,5	79,3
Biomasse	46,6	40,2	27,0	15,6	6,0
Andere EE	23,0	20,6	20,6	20,6	20,6
Ex-/Importe	-33,8	-105,6	-48,6	-29,3	23,5

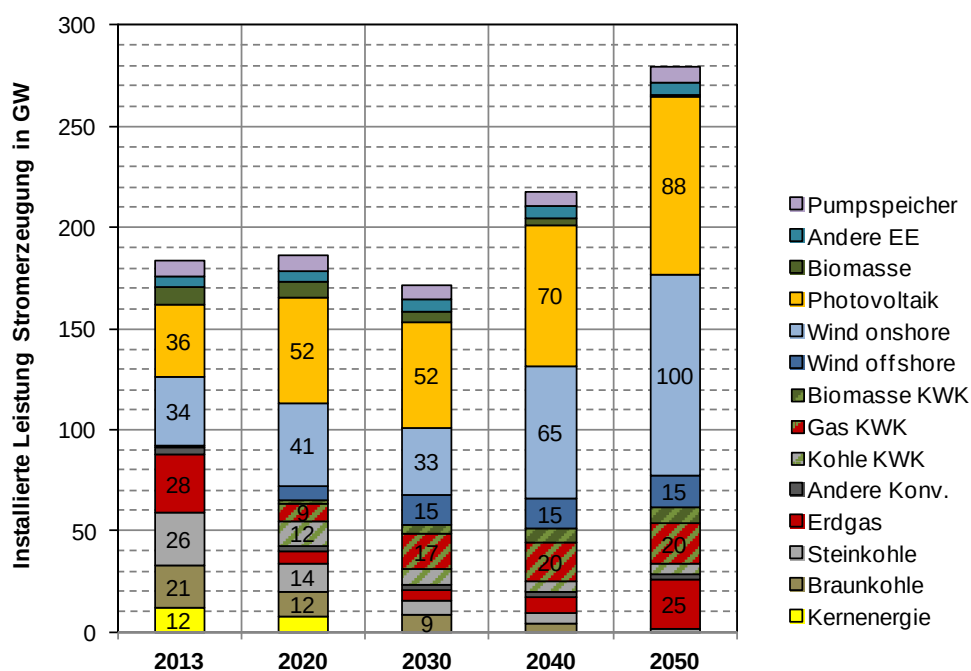

Abbildung 8: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *geNA-Szenario*

Tabelle 5: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *geNA-Szenario* in GW

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	12,4	9,3	4,7	0,0
Steinkohle	26,0	13,5	6,1	5,2	1,9
Erdgas	28,4	6,3	5,7	7,7	24,6
Andere Konv.	4,1	2,7	2,3	2,3	2,2
Kohle KWK	*	12,3	7,7	5,2	5,1
Gas KWK	*	8,9	17,5	19,5	20,1
Biomasse KWK	*	1,4	4,6	6,8	8,6
Wind-Onshore	33,7	41,5	32,9	65,4	99,7
Wind-Offshore	0,6	6,5	15,0	15,0	15,0
Photovoltaik	36,3	52,0	52,0	69,7	87,5
Biomasse	8,4	7,9	5,8	3,6	1,3
Andere EE	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Pumpspeicher	7,4	7,4	7,4	7,4	7,6

(* Die realen KWK-Leistungen lassen sich nicht sachgerecht den Modellergebnissen gegenüberstellen, daher erfolgt für 2013 keine separate Ausweisung.)

Braunkohleverstromung ist im *geNA-Szenario* zunächst weiterhin sehr konkurrenzfähig; im Jahr 2020 erreichen die dann noch bestehenden Kraftwerke mit einer Leistung von 12,4 GW eine Auslastung von ca. 7.700 h/a. Durch den steigenden (impliziten) CO₂-Preis verliert die Braunkohle im Laufe der Zeit diesen Vorteil. Im Jahr 2040 erreichen die dann verbleibenden Kraftwerke nur noch eine Auslastung von 3.800 h/a, danach werden sie durch den (impliziten) CO₂-Preis schnell aus dem System verdrängt. Ein Neubau von Kraftwerksleistung ist in dem Szenario von vornherein ausgeschlossen.

KWK-Anlagen in Fernwärmenetzen und in der Industrie sind bei den anfangs moderaten CO₂-Preisen dieses Szenarios bis 2030 stark konkurrenzfähig und werden sehr stark ausgebaut; die Stromerzeugung dieser Anlagen steigt bis 2030 auf ein Niveau von ca. 179 TWh. Besonders in 2020 wird mit 68 % ein sehr großer Anteil davon vom Modell als Kohle-KWK ausgeführt. In den beiden letzten Dekaden sinkt der Anteil der KWK wieder deutlich ab, jedoch deutlich weniger stark als im *Basisszenario*. In 2050 beträgt die Stromerzeugung aus KWK in diesem Szenario immer noch 104,2 TWh.

Der frühe Anstieg der Kohle-KWK ist sicherlich aus Klimaschutzgründen nicht wünschenswert und in der Realität nicht ohne weiteres in diesem kurzen Zeitraum umzusetzen. Das Ergebnis wurde jedoch bewusst nicht durch eine Änderung der exogenen Vorgaben angepasst, um die daraus zu ziehenden Erkenntnisse nicht zu verfälschen. Die Ergebnisse zeigen, dass in einer bestimmten CO₂-Preisbandbreite KWK sehr attraktiv ist: Bei einem CO₂-Preis von ca. 30 EUR/t wird ein sehr effizienter Umgang mit fossilen Brennstoffen angereizt. Unter den angenommenen Brennstoffpreisen, bei denen der Gaspreis relativ stark steigt, ist Kohle dort, wo sie verfügbar ist, als Brennstoff sehr attraktiv. Bei höheren CO₂-Preisen sinkt die Wettbewerbsfähigkeit fossiler Brennstoffe. Gerade für die Stromerzeugung werden erneuerbare Energien dann immer wettbewerbsfähiger. Es reicht nicht mehr, fossile Brennstoffe effizient einzusetzen, sie müssen vermieden werden. Insofern hat KWK in gewisser Weise die Funktion einer Brückentechnologie. In diesem Szenario mit geringem Netzausbau ergibt sich jedoch ein sehr hoher Ausbau, da die Bereitstellung regionaler gesicherter Leistung in diesem Szenario über KWK mit bivalenter Ausführung die kostengünstigste Lösung darstellt. In vielen Stunden, in denen im *Basisszenario* auch Leistung über Stromimporte bereitgestellt wurde, steht im *geNA-Szenario* weniger oder keine Importleistung zur Verfügung. Das Modell hat, wenn die übrigen Flexibilitätsoptionen ausgereizt sind, dann die Wahl, Leistung ungekoppelt oder in KWK bereitzustellen. Aus systemi-

scher Sicht ist KWK dann immer noch die emissionsärmere Option. In Zeiten niedriger EE-Einspeisung, in denen keine oder zu geringe Wärmenachfrage besteht, erzeugen die Anlagen im Kondensationsmodus Strom.

Die Stromerzeugung aus **Wind-Onshore** erfährt im *geNA-Szenario* ein sehr starkes Wachstum und steigt bis auf 316 TWh im Jahr 2050 an. Der geringere Netzausbau führt also (zunächst überraschenderweise) langfristig zu einem höheren Ausbau der Windenergie in Deutschland. Ein zentraler Grund für diese Entwicklung sind die für Deutschland geringen Möglichkeiten, Strom aus verschiedenen Regionen Europas in die deutschen Regionen zu importieren. Der geringere Netzausbau ist ein Handelshemmnis. Allerdings können auch in Deutschland die besten Standorte nicht in vollem Umfang genutzt werden, da die innerdeutsche „Exportleistung“ des Nordens durch die Netze begrenzt wird. Dadurch müssen schwächere, lastnahe Standorte ausgebaut werden. Dies führt zu sinkenden durchschnittlichen Volllaststunden, insbesondere im Jahr 2050.

Die Entwicklung bei **Wind-Offshore** hingegen ist deutlich weniger dynamisch. Das Modell erfüllt die technologiespezifischen Ziele des EEG; bis 2020 werden 6,5 GW installiert, bis 2030 steigt die Leistung auf 15 GW. Diese Vorgabe bleibt über den ganzen Zeithorizont bestehen, wird jedoch auch im *geNA-Szenario* nicht übertroffen. Wind-Onshore bleibt die günstigere Technologie, trotz der eher optimistischen Kostenannahmen und der exzellenten Windbedingungen bei Wind-Offshore. Die zusätzlichen Vorteile der Offshore-Windenergie, insbesondere im Bereich Akzeptanz, können im Modell nicht sinnvoll abgebildet werden. Die Netzrestriktionen verhindern einen Transport der potenziellen Stromerzeugung in den Süden oder einen stärkeren Export.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt aufgrund der Vorgabe der Erreichung des Ausbauzieles von 52 GW bis 2020 auf dieses Niveau an und verharrt bis 2030 auf diesem Niveau. Dabei ist zusätzlich vorgegeben, dass von diesen 52 GW weiterhin drei Viertel als PV-Aufdachanlagen ausgeführt werden und ein Viertel als große Freiflächenanlagen. In den letzten beiden Dekaden erfolgt dann ein weiterer Ausbau bis auf 88 GW bzw. 79 TWh unter weitgehender Ausschöpfung der Potenziale für PV-Freiflächen. PV-Aufdachanlagen werden vom Modell hingegen nicht über die vorgegebene Mindestleistung ausgebaut. Der niedrige Ausbau der PV im *geNA-Szenario* wie auch schon im *Basisszenario* ist auf den ersten Blick überraschend und wird im Berichtsmodul „Referenzszenario und Basisszenario“ in Abschnitt 7.3.2, „Ergebnisse für Deutschland“ erläutert.

Im **Stromhandel mit dem Ausland** erfolgt im Zeitverlauf eine Trendwende. Während im Jahr 2020 noch ein deutlicher Export von 106 TWh in die Nachbarländer erfolgt, kommt es in den folgenden Dekaden zu einem Rückgang des Exports und schließlich zu einem Nettoimport, der bis 2050 23,5 TWh erreicht. Zentrale Ursache für diese Entwicklung sind günstigere Potenziale für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland. So sind im europäischen Ausland Potenziale in Höhe von ca. 1.800 TWh mit Stromerzeugungskosten von bis zu 50 EUR/MWh verfügbar, während in Deutschland zu diesen Kosten nur ca. 100 TWh verfügbar sind. Insgesamt zeigt sich aber im Vergleich zum *Basisszenario* deutlich, dass der geringere Netzausbau die internationale Standortoptimierung der erneuerbaren Energien hemmt. Der Import nach Deutschland ist im Jahr 2050 aus diesem Grund gegenüber dem *Basisszenario* deutlich reduziert.

Ein Ausbau von **Stromspeichertechnologien** findet auch im Szenario mit geringem Netzausbau in Deutschland kaum statt, die zusätzlich installierte Leistung beträgt 162 MW; bei dieser geringen Leistung ist davon auszugehen, dass es sich in der Realität hierbei um Pumpspeicher handeln würde. Dieses Ergebnis ist auf den ersten Blick überraschend, da in Deutschland erhebliche Restriktionen durch den geringen Netzausbau entstehen. Die verfügbaren Flexibilitätsoptionen wie z. B. Power-to-Heat werden sehr stark genutzt. Im europäischen Ausland entsteht dagegen ein deutlicher Ausbau der Speicher-Dummies⁶ auf ca. 93 GW im Jahr 2050. Dies kann als Indikator für einen deutlichen Flexibilitätsbedarf gewertet werden, der durch den geringeren Netzausbau entsteht (siehe Abschnitt 2.5.1). Der deutliche Unterschied zu Deutschland kann jedoch auch daran liegen, dass die explizite Abbildung der Flexibilitäten über Wärmenetze und den Verkehrssektor in Deutschland gegenüber der aggregierten Abbildung in den Nachbarländern zu einer deutlich effizienteren Systemoptimierung führt.

Als Beispiel sei hier eine Woche mit hohen EE-Überschüssen in Deutschland genannt. Das Modell wird an dieser Stelle zunächst versuchen, den Strom möglichst effizient, d. h. mit geringen Verlusten und dabei dennoch effektiv zu nutzen. Hierzu steht zunächst mit einem möglichen Export in andere Regionen eine attraktive Option zur Verfügung; die Verluste sind dabei erst über lange Distanzen problematisch. Der begrenzte Netzausbau limitiert jedoch den Austausch noch größerer

⁶ Die Speicher-Dummies verhalten sich im Modell wie Pumpspeicher. Da im Modell keine Potenziale hinterlegt sind, ist die Interpretation der Ergebnisse diesbezüglich nicht eindeutig. Generell zeigt ein Ausbau einen anderweitig nicht gedeckten Flexibilitätsbedarf auf. Zum genauen Vorgehen, siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3.3, „Stromspeichertechnologien“.

Strommengen. Ist in der gesamten Region die EE-Einspeisung hoch, wird das Modell zunächst DSM-Maßnahmen einsetzen und insbesondere in den späteren Jahren Stromüberschüsse über Power-to-Heat in den Wärmesektor überführen.

Tabelle 6: Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland in h/a

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	7.614	7.847	-	-	-
Braunkohle	6.659	7.720	7.714	3.769	-
Steinkohle	3.960	7.449	5.571	2.004	610
Erdgas	426	324	685	558	821
Andere Konventionelle	320	5.030	4.178	2.530	1.291
Kohle KWK		7.116	6.371	5.948	2.400
Gas KWK		3.335	5.636	4.725	3.252
Biomasse KWK		7.634	6.788	5.307	3.131
Wind-Onshore	1.521	2.192	2.767	3.343	3.174
Wind-Offshore	833	4.763	4.629	4.631	4.643
Photovoltaik	854	911	911	911	906
Biomasse	5.561	5.099	4.625	4.310	4.500
Andere EE	4.107	3.682	3.682	3.682	3.682

2.2.3 Analyse der stundenscharfen Erzeugung im geNA-Szenario

Im Folgenden sollen die internen Wirkungsweisen und Effekte der Stromsystemmodellierung anhand der stundenscharfen Deckung von Angebot und Nachfrage beispielhaft dargestellt werden. Dabei wird die gleiche Woche des Jahres für die im Modell betrachteten Stützjahre gezeigt wie im *Basisszenario*. Die Wetterdaten, die für die EE-Einspeisung maßgeblich sind, basieren auf dem Jahr 2010. Die Abbildungen zeigen, wie das Stromsystem sich im Laufe der Zeit ändert und wie die verschiedenen Komponenten zusammenspielen.

Winterwoche

In der folgenden Abbildung ist die stundenscharfe Stromerzeugung in Deutschland anhand einer Beispielwoche im Winter für die berechneten Stützjahre dargestellt. Die Woche zeichnet sich durch eine interessante Wetterlage aus, da zu Beginn der Woche eine moderate Windeinspeisung herrscht, die dann bis zur Mitte der

Woche fast komplett nachlässt und dann gegen Ende der Woche wieder stark ansteigt.

Im Jahr 2020 laufen die verbleibenden Kernkraftwerke fast durchgängig im Grundlastbetrieb. Die Braunkohle läuft ebenfalls weitgehend durch; lediglich in Zeiten der höchsten Windeinspeisung senkt sowohl die Kernkraft als auch die Braunkohle ihre Erzeugung etwas ein, wenn die Exportmöglichkeiten erschöpft sind. Dies gilt in stärkerem Umfang auch für die Steinkohle, die im Rest der Woche ebenfalls weitgehend konstant betrieben wird. In den Zeiten höherer Windeinspeisung werden signifikante Strommengen exportiert. Dies gilt insbesondere für das Ende der Woche, geschieht aber auch nachts. In Zeiten geringer Windenergieerzeugung und hoher Nachfrage wird Strom importiert. Die bestehenden Pumpspeicher und die Gaskraftwerke werden eingesetzt, um Lastspitzen auszugleichen. Dieses Bild unterscheidet sich nur unwesentlich vom *Referenzszenario* und dem *Basisszenario*.

Dieses Bild verändert sich bereits im Jahr 2030. Kernenergie ist nun in Deutschland nicht mehr vorhanden und die ungekoppelten Steinkohlekraftwerke laufen deutlich reduziert. Den Braunkohlekraftwerken gelingt es dadurch, vorwiegend im Grundlastbetrieb zu bleiben. Die Stromexporte zu Zeiten hoher Winderzeugung nehmen deutlich ab, während die Importe in Zeiten hoher Residuallast steigen. Die KWK-Erzeugung steigt im Vergleich zum Jahr 2020 an und wird relativ konstant betrieben, da sie eine wichtige Rolle bei der Leistungsbereitstellung spielt. In einigen Stunden werden auch wieder Gaskraftwerke eingesetzt, um in Zeiten hoher Residuallast die Nachfrage zu decken.

In den weiteren Dekaden bis 2050 setzen sich viele dieser Entwicklungen fort. Im direkten Vergleich der Abbildungen zeigt sich jedoch der deutliche Anstieg in der Stromnachfrage der Wärmepumpen und der Elektromobilität. Gaskraftwerke werden in 2050 deutlich länger und häufiger eingesetzt. Der deutliche Ausbau der Windenergie führt nun am Wochenende wieder zu einem Stromexport. Im Vergleich zum *Basisszenario* zeigt sich jedoch eine deutlich stärkere Nutzung von Power-to-Heat. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen bleibt vergleichsweise hoch und geht nur in Zeiten hoher Windeinspeisung zurück. Die Stromerzeugung aus Biomasse, die 2020 noch einen vergleichsweise großen Anteil hatte, geht immer weiter zurück und verschwindet bis 2050 fast gänzlich aus dem System. Die Importe sind in der betrachteten Winterwoche im Jahr 2050 eher niedrig. In den Überschussstunden kommt es in diesem Szenario auch zu einer Abregelung erneuerbarer Energien, die im *Basisszenario* vermieden werden konnte.

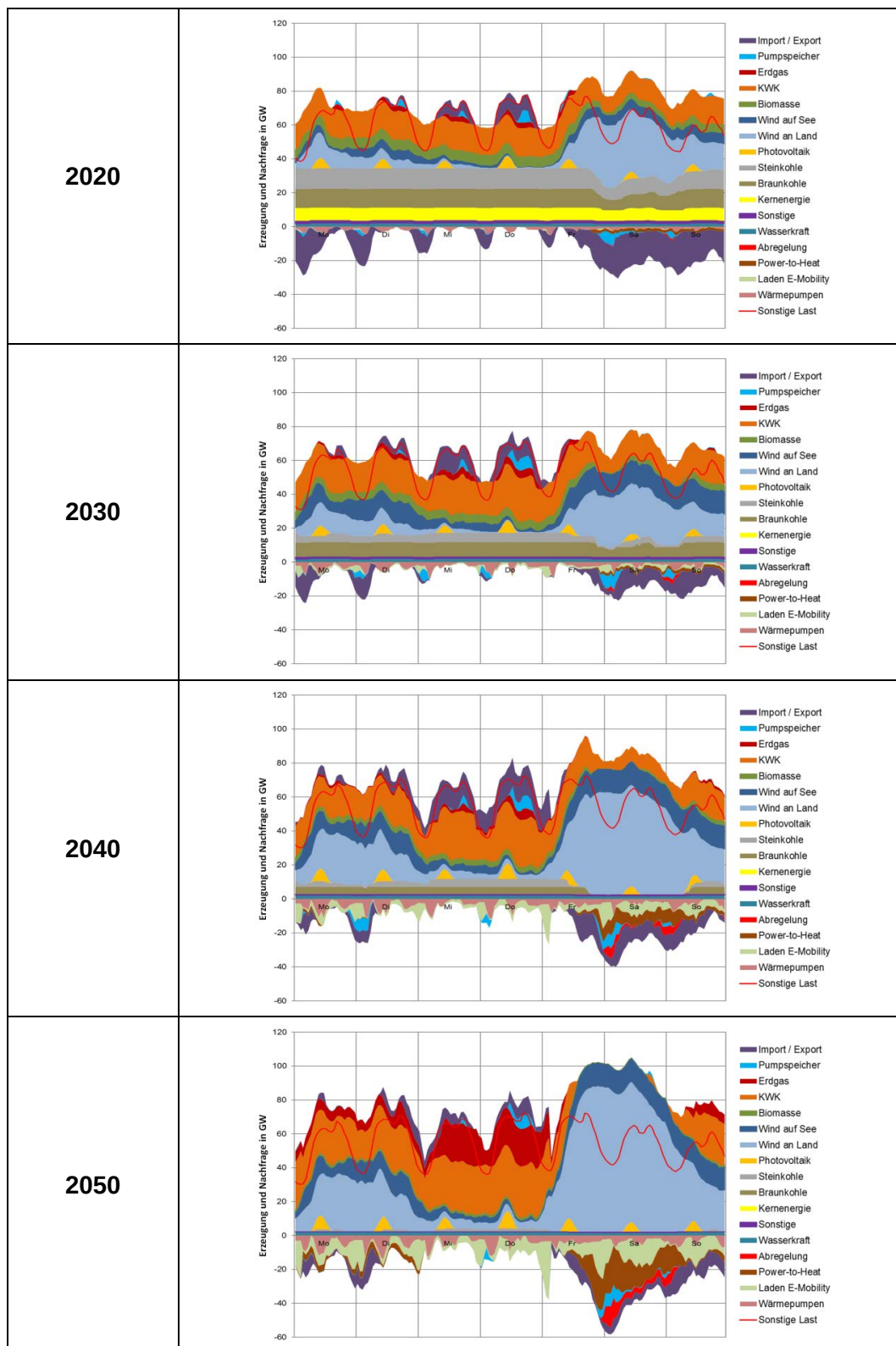


Abbildung 9: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2 (geNA-Szenario)

Sommerwoche

In der folgenden Abbildung ist die stundenscharfe Stromerzeugung in der Kalenderwoche 24 dargestellt. Diese Woche zeichnet sich durch hohe Sonneneinstrahlung und unterschiedliche Windwetterlagen aus. Während zu Beginn der Woche und zu Beginn des Wochenendes hohe Winderzeugung möglich ist, ist in der Mitte der Woche kaum Stromerzeugung aus Windenergie vorhanden.

Auch in dieser sommerlichen Woche läuft die Kernenergie im Jahr 2020 im Grundlastbetrieb. Die Braunkohle wird ebenfalls nahezu durchgehend betrieben. Die ungekoppelten Steinkohlekraftwerke senken ihre Produktion nur in einzelnen Stunden geringfügig ein. Auch die KWK erzeugt in dieser Woche, insbesondere im industriellen Bereich auf relativ hohem Niveau Strom. In Zeiten, in denen hohe Winderzeugung und hohe Solarerzeugung gleichzeitig auftreten und somit eine geringe Residuallast erzeugen, kommt es zu deutlichem Stromexport. In einzelnen Stunden kommt es abends bei geringer Windenergieeinspeisung auch zu Stromimporten. Diese fallen jedoch im Vergleich zur Winterwoche deutlich geringer aus. Die bestehenden Pumpspeicher werden wie bereits in der Winterwoche vergleichbar eingesetzt. Die Gaskraftwerke kommen jedoch nicht zum Einsatz. Auch dieses Bild unterscheidet sich für 2020 nur geringfügig vom *Referenzszenario* und dem *Basisszenario*.

Im Jahr 2030 ist keine Kernenergie mehr im deutschen Stromversorgungssystem vorhanden. Braunkohle und ungekoppelte Steinkohle laufen in dieser Woche fast durchgängig im Grundlastbetrieb. Die Exporte in den Zeiten höherer EE Erzeugung sinken etwas ab und die Importe in Zeiten ohne größere Winderzeugung in Deutschland steigen an. Die ungekoppelte Stromerzeugung durch Gaskraftwerke kommt in einzelnen Stunden zum Einsatz.

Bis zum Jahr 2040 steigt insbesondere die Windenergieeinspeisung deutlich an, während die Photovoltaik erst danach stärker ausgebaut wird. Ungekoppelte Stromerzeugung aus Kohle verschwindet bis 2050 komplett aus dem System, doch auch die Erzeugung in KWK-Anlagen geht im Sommer zurück, verbleibt aber auf deutlich höherem Niveau als im *Basisszenario*. Während die industriellen KWK-Anlagen noch Strom produzieren, ist die Wärmenachfrage in den Nah- und Fernwärmenetzen im Sommer durch den entfallenden Heizbedarf deutlich geringer und senkt somit auch die Stromproduktion der Anlagen. Die Stromnachfrage der Wärmepumpen ist ebenfalls geringer und beschränkt damit die DSM-Potenziale. Auch in der Sommerwoche geht die Stromerzeugung aus Biomasse über die Dekaden hinweg zurück. Von Dienstag bis Donnerstag wird in dieser Woche ein Teil der Nachfrage durch Importe gedeckt. Der Anteil fällt aufgrund der Netzrestriktionen jedoch deutlich geringer aus als im *Basisszenario*. Statt verstärkter Importnutzung kommen hier zum Teil auch Gaskraftwerke zum Einsatz.

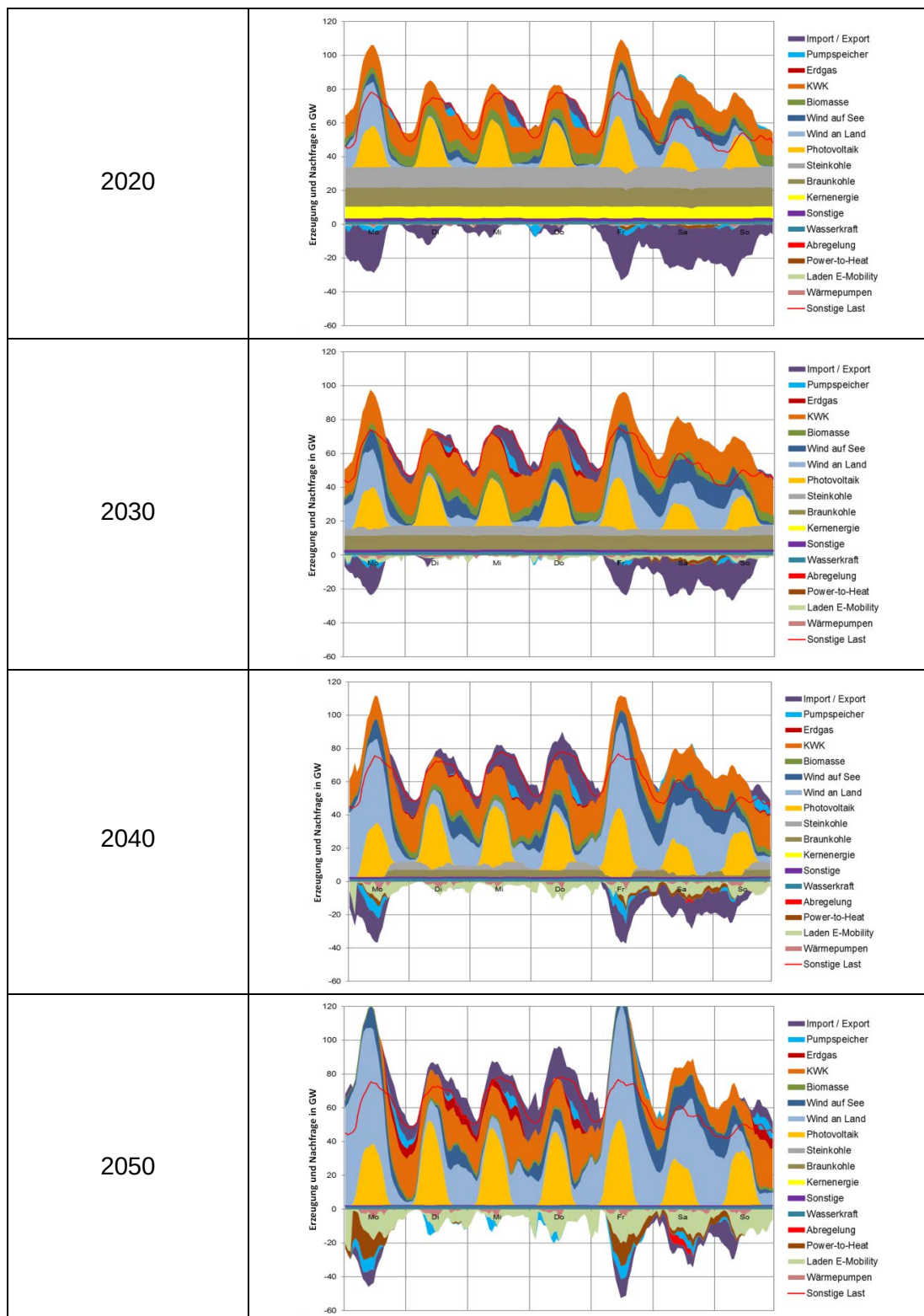


Abbildung 10: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24 (geNA-Szenario)

2.2.4 Stromhandel im geNA-Szenario

Die Analyse der jährlichen und stundenscharfen Erzeugung hat gezeigt, dass das Modell den Stromhandel zwischen Regionen weiterhin zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage benutzt, jedoch im Vergleich zum *Basisszenario* in deutlich reduziertem Umfang. Dieses Bild zeigt sich auch in der Entwicklung des Stromhandels. Als Indikator wird hier der Quotient aus Bruttostromhandel über Regionengrenzen hinweg und der Stromnachfrage berechnet. In der folgenden Abbildung ist dieser Indikator zum einen für ganz Europa und zum anderen nur für innerhalb Deutschlands dargestellt.

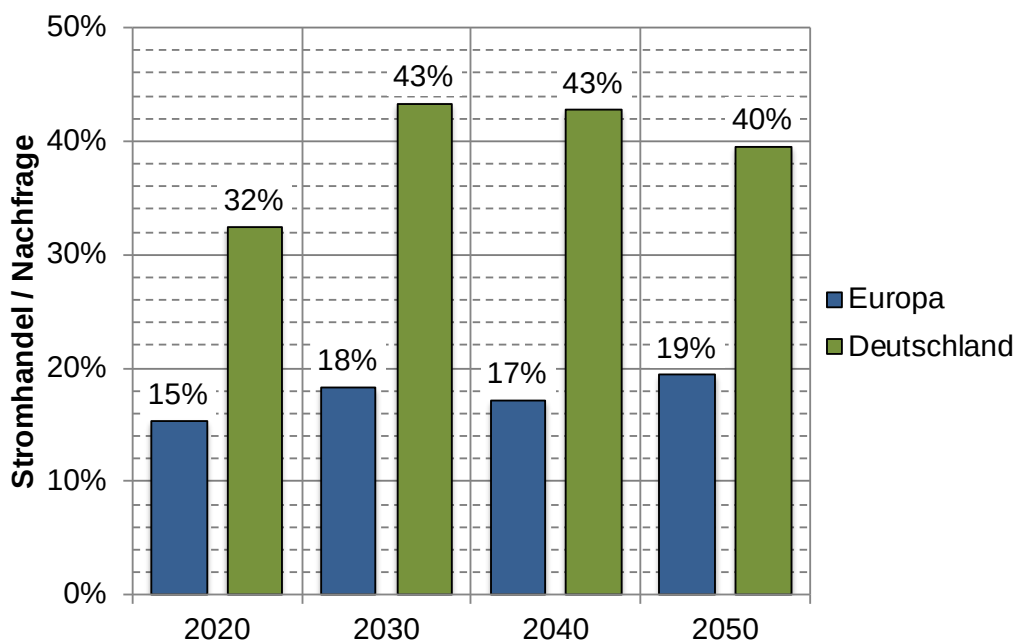


Abbildung 11: Stromhandelsindikator im geNA-Szenario

Der Indikator für Europa steigt minimal von 15 % im Jahr 2020 bis auf 19 % im Jahr 2050. Der Indikator für Deutschland liegt generell höher. Der Indikator innerhalb Deutschland beträgt im Jahr 2020 bereits 32 % und steigt auf 43 % im Jahr 2030. In der letzten Dekade sinkt der Wert auf 40 % ab. Insgesamt sinkt der Anteil des über die Regionengrenzen hinweg gehandelten Stroms im Vergleich zum *Basisszenario* im Jahr 2050 um 20 Prozentpunkte ab. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der Regionenschnitt in diesem Szenario zu neun statt sechs Regionen in Deutschland führt und somit strukturell deutlich mehr „Grenzen“ existieren, über

die hinweg gehandelt werden kann. Strukturell sollte dieser Effekt also den dargestellten Indikator erhöhen. Im Folgenden sollen die regionalen Handelsflüsse genauer analysiert werden.

In Abbildung 12 ist die Entwicklung der jährlichen Nettohandelsflüsse für Deutschland und seine direkten Nachbarländer dargestellt. Im Jahr 2020 zeigt sich folgendes Bild: Frankreich exportiert auf allen Verbindungen Richtung Norden und Westen Strom. In Deutschland fallen insbesondere zwei Handelsflüsse auf: zum einen aus der nordwestdeutschen Region „DE 1 Nord“ über „DE 1 Süd“ in den Westen und zum anderen aus der ostdeutschen Region „DE 5“ in Richtung Süddeutschland.

Im Jahr 2030 verstärken sich die geschilderten Flüsse. Zusätzlich entstehen aus Norwegen heraus weitere Handelsflüsse Richtung Dänemark und Schweden. Über die Verbindung mit Dänemark entsteht ein weiterer Importfluss nach Deutschland. Die Verbindung zwischen Norwegen und Schweden wächst ebenfalls durch den Ausbau der Windenergie in Norwegen auf. Es entstehen ein deutlich sichtbarer Korridor zwischen Dänemark und Westdeutschland und weitere Korridore zwischen Norddeutschland und Ostdeutschland Richtung Süden. Im Vergleich zum *Basisszenario* fällt auf, dass die generellen Transportkorridore nahezu identisch sind, sich jedoch in ihrem Transportvolumen gezwungenermaßen deutlich unterscheiden; insgesamt wird auf den Korridoren deutlich weniger Strom transportiert als im *Basisszenario*.

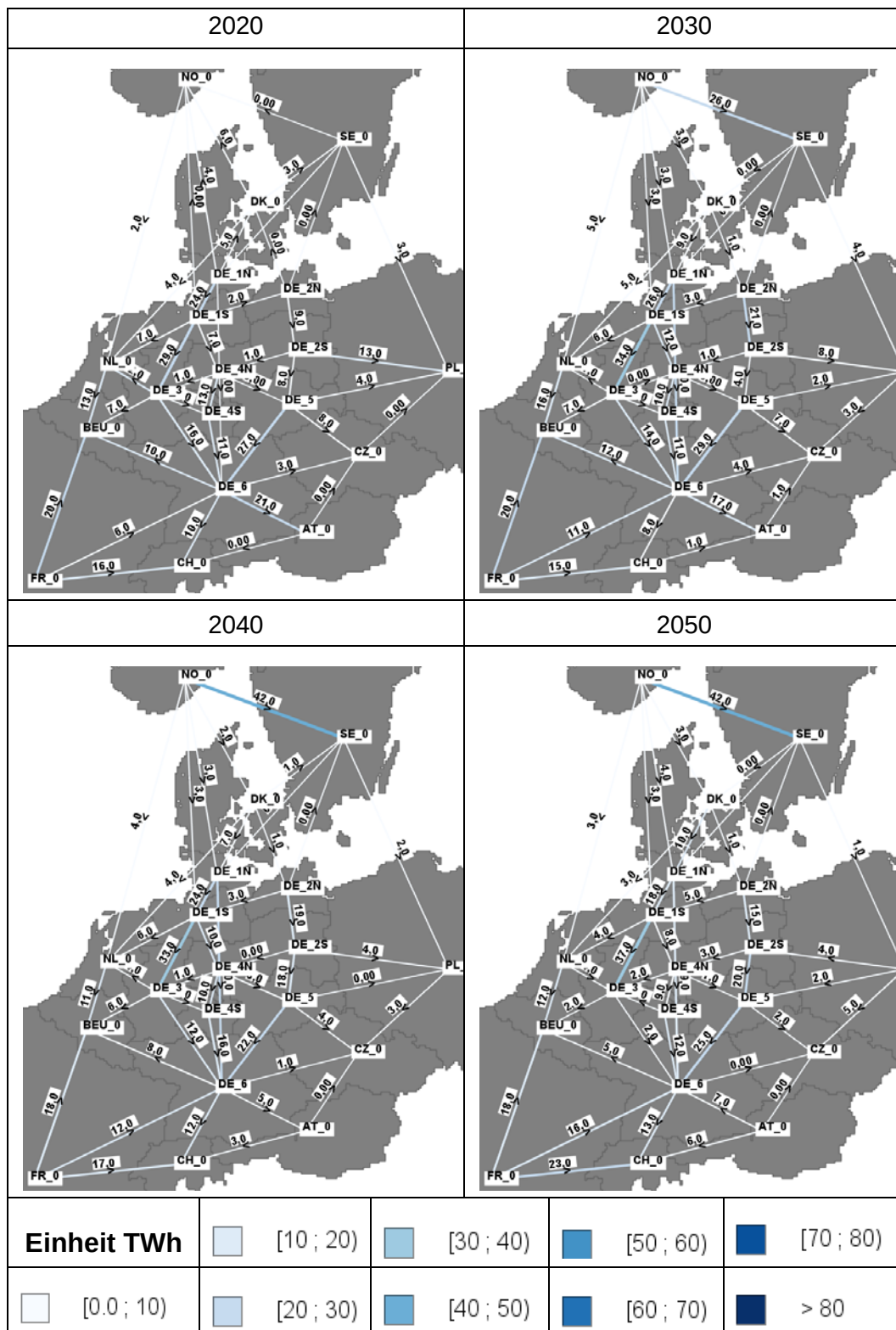


Abbildung 12: Stromhandel im geNA-Szenario

2.3 Regionaler Ausbau erneuerbarer Energien im geNA-Szenario

Wind-Onshore

Der Ausbau der Onshore-Windenergie erfolgt im Szenario kostenoptimiert. Dabei werden die Folgekosten, die z. B. durch Leitungsausbau oder andere Integrationsmaßnahmen entstehen, berücksichtigt. Dennoch zeigt sich, dass auch unter Berücksichtigung dieser Integrationskosten Windenergieausbau an den guten Standorten kosteneffizient ist.

In den folgenden Abbildungen ist der regionale Ausbau der Onshore-Windenergie dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Stromerzeugung aus Wind-Onshore in der Gesamtregion über den Zeitverlauf deutlich ansteigt. Am deutlichsten ist der Zuwachs neben Deutschland in Großbritannien/Irland und Frankreich; hier überschreitet die Stromerzeugung aus Wind-Onshore im Jahr 2050 die Marke von 365 bzw. 318 TWh. Generell wird Wind-Onshore aber in allen Ländern stark ausgebaut.

In Deutschland steigt die Stromerzeugung von 91 TWh in 2020 auf 316 TWh in 2050. Der Ausbau in Deutschland konzentriert sich anfangs eng auf die Küstenregionen der Nord- und Ostsee. Nach Ausschöpfung der besten Potenziale wandert der Ausbau der Windenergie bis zum Jahr 2050 schrittweise ins Binnenland. Dies geschieht jedoch früher als im *Basisszenario*. Die Netzbeschränkungen stellen eine Restriktion dar, die dafür sorgt, dass im Norden die ökonomisch erschließbaren Potenziale früher erschöpft sind. Es müssen also in der Mitte und im Süden Deutschlands Standorte erschlossen werden, die über schlechtere Windbedingungen verfügen als noch ungenutzte Potenziale im Norden; letztere zu erschließen lohnt sich jedoch (zunächst) nicht, da durch die Netzengpässe zu hohe Anteile abgeregelt werden müssten. In Deutschland erreicht die installierte Leistung in 2050 100 GW und fällt damit deutlich höher aus als im *Basisszenario*. Dabei spielt auch der Effekt eine Rolle, dass die Anlagen im Süden Deutschlands geringere Volllaststunden aufweisen und somit bei gleichem Energieertrag eine höhere Leistung installiert werden muss; dieser Effekt ist auch im *Regionalszenario* zu beobachten (siehe Berichtsmodul 5 „Alternative regionale EE-Verteilung“). Wie im *Basisszenario* ist dabei zusätzlich zu berücksichtigen, dass es sich hier zumeist um sehr hohe Anlagen mit Nabenhöhen bis zu 160 m und großen Rotordurchmessern handelt. Ein direkter Vergleich mit in der Vergangenheit installierten Anlagen allein über die installierte Leistung ist aus diesem Grund kaum sinnvoll möglich; die erzeugten Energiemengen stellen hier eine zweckmäßigere Größe dar. Insgesamt fällt im Vergleich zum *Basisszenario* auf, dass insbesondere in Süddeutschland eine deutlich höhere Ausnutzung der vorhandenen Potenziale stattfindet.

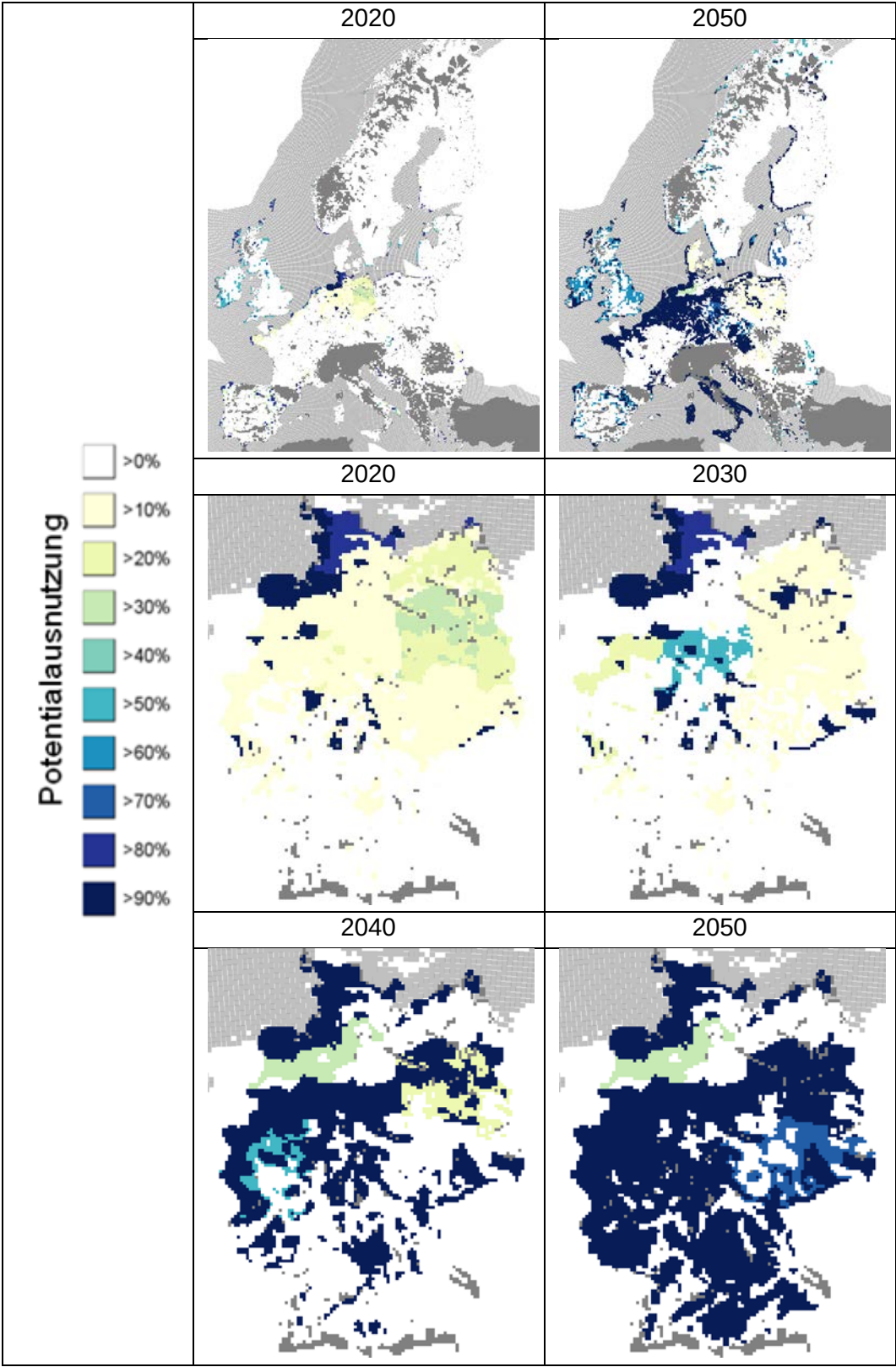


Abbildung 13: Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *geNA*-Szenario

Freiflächen-PV

Der Ausbau der PV-Freiflächen-Anlagen erfolgt im *geNA-Szenario* auf substantiellem Niveau. Die Stromerzeugung erreicht im Jahr 2020 ca. 137 TWh in Europa und liegt damit zunächst 11 TWh unterhalb der Erzeugung im *Basisszenario*. In den folgenden Dekaden steigt die Stromproduktion aus PV-Freiflächen-Anlagen in Europa relativ stark bis auf 565 TWh im Jahr 2050 an und liegt dann ca. 45 TWh über dem *Basisszenario*. Der Ausbau beginnt am stärksten in der sonnigen Mittelmeerregion und wandert bis 2050 entsprechend der Potenzialausschöpfung schrittweise nach Norden. Insbesondere in Ost- und Nordeuropa wird im *geNA-Szenario* PV stärker ausgebaut als im *Basisszenario*. In Deutschland wird dieses Bild durch den starken Einfluss der bereits bestehenden Anlagen etwas verzerrt. Im Jahr 2020 gibt es bereits eine signifikante Ausnutzung des vorhandenen Potenzials in Süd- und Ostdeutschland. Im Jahr 2050 sind die bereits heute installierten Anlagen nicht mehr vorhanden und der Effekt des Anlagenbestandes verschwindet. Der Ausbau der PV erschließt in diesem Szenario jedoch das gesamte Freiflächenpotenzial im Deutschland. Die hohe Potenzialausnutzung macht deutlich, dass die Annahmen zur Flächenverfügbarkeit⁷ hier ein zentraler Parameter für die Ergebnisse sind.

PV-Aufdachanlagen

Auch im *geNA-Szenario* werden nach Erreichen des Ausbauziels von 52 GW in 2020 keine PV-Aufdachanlagen vom Modell gebaut, um die Gesamtleistung zu erhöhen, da die Anlagen in der Kostenoptimierung nicht konkurrenzfähig zu PV-Freiflächenanlagen sind. Letztere liefern das gleiche Einspeiseprofil zu geringeren Kosten.

Die regionale Verteilung bleibt über die Zeit aus diesem Grund weitgehend konstant. Nach Ende der Anlagenlebensdauer kommt es jedoch, wie bei PV-Freiflächenanlagen, zu einer etwas stärkeren Konzentration in Süddeutschland und im Nordwesten.

⁷ Eine detaillierte Beschreibung der diesbezüglichen Annahmen findet sich in Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“.

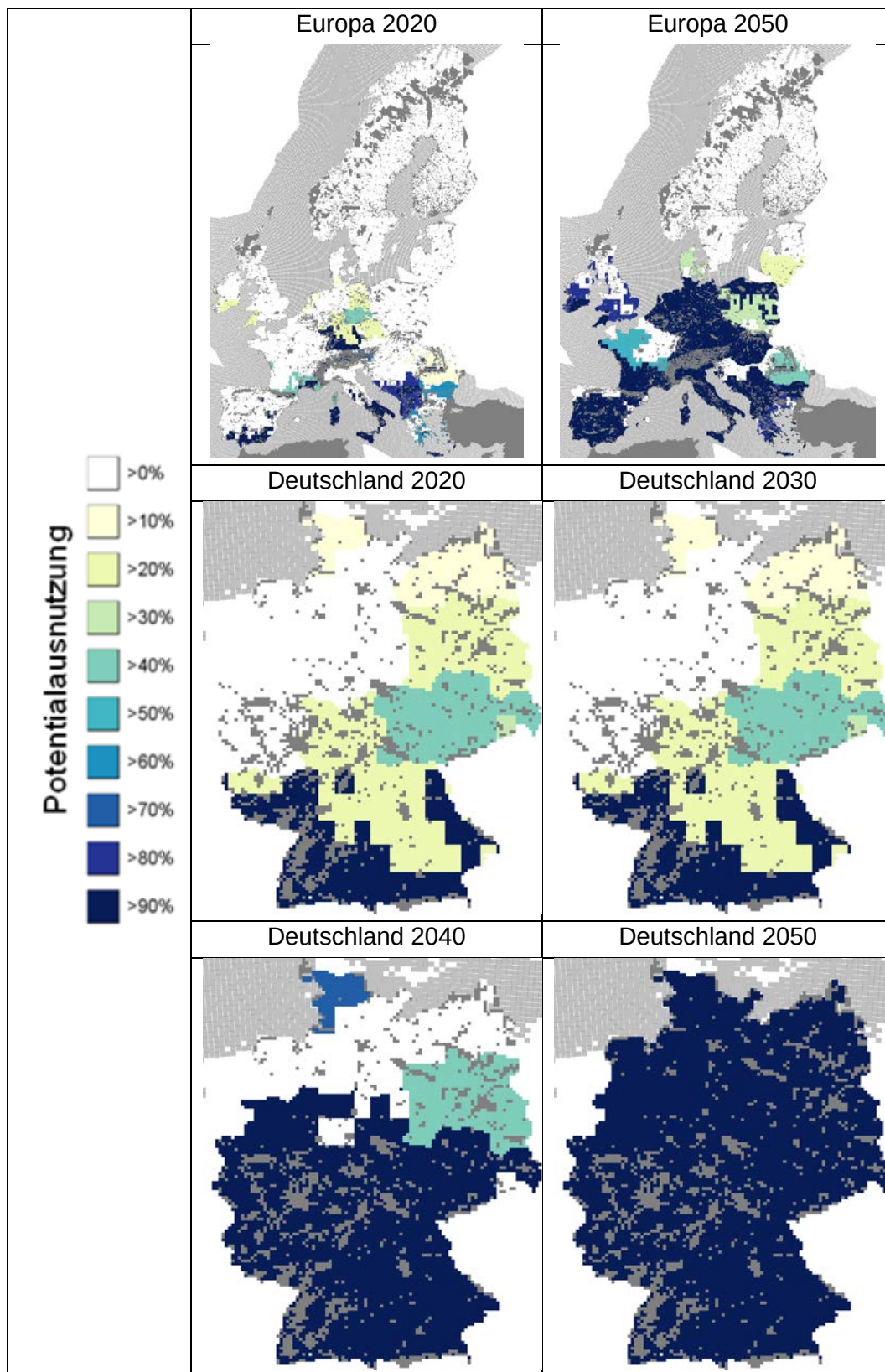


Abbildung 14: Potenzialausnutzung PV-Freifläche im *geNA*-Szenario

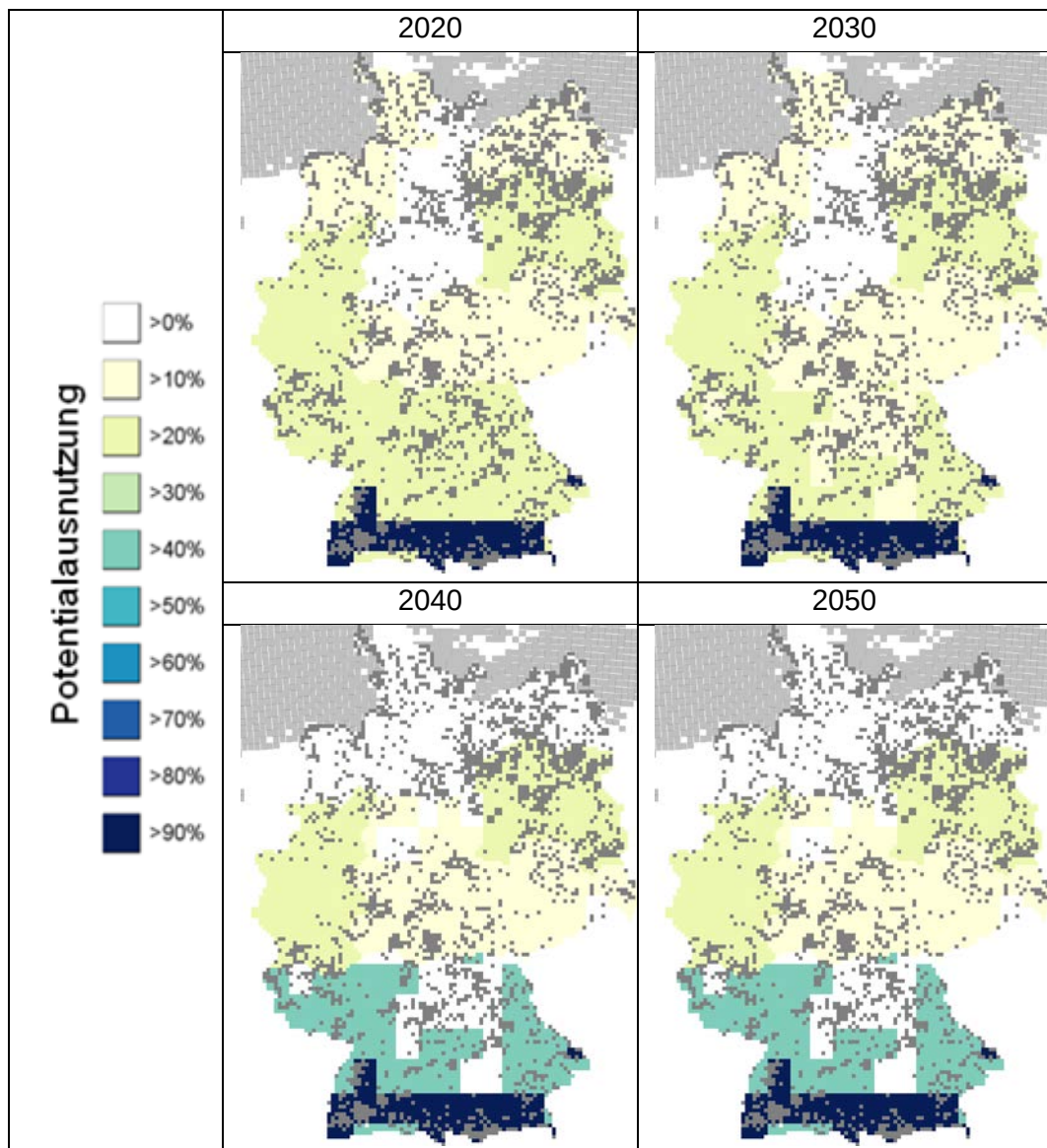


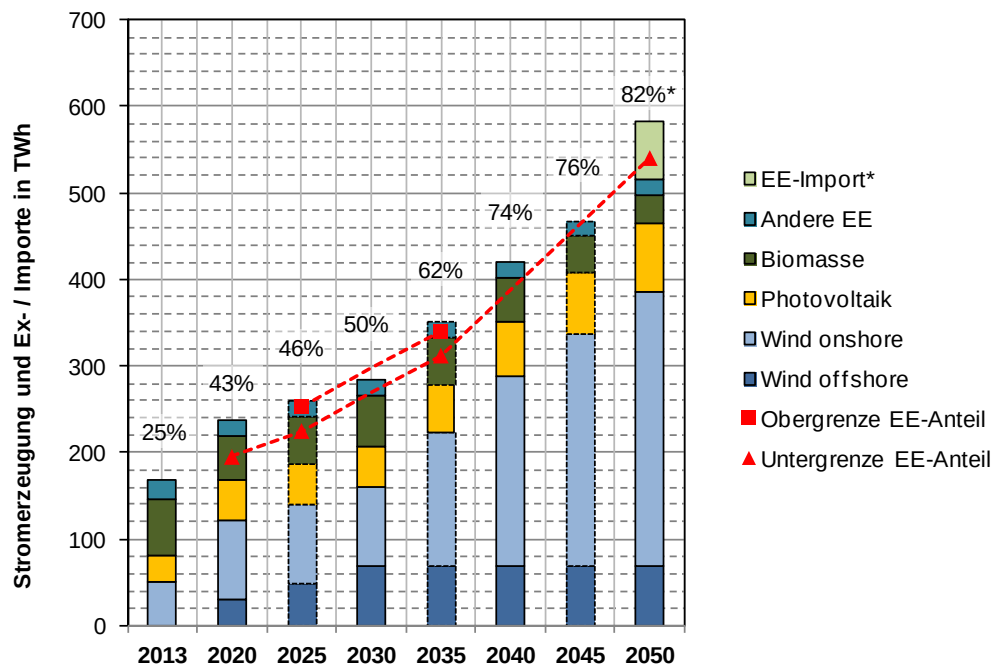
Abbildung 15: Potenzialausnutzung PV-Aufdachanlagen im *geNA*-Szenario

2.4 Anteil erneuerbarer Energien im geNA-Szenario

Deutschland verfolgt neben den technologiespezifischen Ausbaupfaden das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich innerhalb eines definierten Korridors zu steigern. Hierzu wurden für verschiedene Jahre Grenzwerte festgelegt, welche nicht unter- bzw. überschritten werden sollen, jeweils gemessen am Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2020 soll der Anteil mindestens 35 % betragen, in 2025 soll er zwischen 40 und 45 % liegen, in 2035 zwischen 55 und 60 % und in 2050 mindestens 80 % betragen. Diese Zielvorgaben werden als *EE-Ausbaukorridor* bezeichnet.

Wie im *Basisszenario* stellt die Einhaltung der Obergrenzen in 2025 und 2035 auch im *geNA-Szenario* eine Herausforderung dar, die nicht vollständig erreicht wird. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Effekte verantwortlich. Der wichtigste ist, dass der Bruttostromverbrauch als Nenner des Anteils problematisch ist, da dieser in beiden Szenarien bis 2030 stark sinkt, um danach wieder anzusteigen. Der sinkende Bruttostromverbrauch wird zunächst maßgeblich durch Effizienzmaßnahmen verursacht; die Reduktion der fossilen Stromerzeugung trägt aber auch dazu bei, da die Verbräuche der Kraftwerke sinken, die ebenfalls zum Bruttostromverbrauch zählen. In den späteren Jahren führen dann neue Verbraucher, insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen, welche beim Stromeffizienzziel nicht eingerechnet werden, dazu, dass der Bruttostromverbrauch wieder steigt; er übersteigt in 2050 das heutige Niveau leicht. Der kleiner werdende Nenner führt also im Zeitraum bis etwa 2035 auch ohne Erhöhung der EE-Einspeisung zu einem Anstieg des EE-Anteils. Ohne diesen Effekt, also bei einer konstanten Bruttostromnachfrage von ca. 600 TWh, würden in beiden Szenarien die Obergrenzen fast exakt eingehalten.⁸

⁸ Dieser Umstand wird nicht explizit durch Nebenbedingungen im Modell vorgegeben, sondern ergibt sich aus den sonstigen Randbedingungen der Optimierung.



(* Im Rahmen dieser Studie ist eine Anrechnung von EE-Stromimport auf das EE-Stromziel in einer maximalen Höhe von 10 %-Punkten zugelassen.)

Abbildung 16: Verhältnis von EE-Ausbaukorridor und Ausbau im *geNA-Szenario*

Ein zusätzlicher Effekt bzw. eine Herausforderung ergibt sich aus dem Zusammenspiel zwischen den im EEG vorgesehenen und auf Leistung bezogenen technologiespezifischen Ausbaupfaden und dem auf Arbeit bzw. Erzeugung bezogenen Ausbaukorridor. Das Optimiermodell wählt im Zuge der Kostenoptimierung zu meist die günstigsten, d. h. ertragsreichsten Standorte aus. Das Modell bevorzugt Windstandorte im Norden mit hohen Vollaststunden und errichtet dort tendenziell Anlagen mit großen Rotordurchmessern. Die Windenergieanlagen haben daher hohe Vollaststunden, erzeugen also auf die Generatorleistung bezogen verhältnismäßig große Energiemengen. Eine strikte Umsetzung der Leistungsvorgaben bei Onshore-Windenergie würde dann zu einer EE-Einspeisung führen, die auch bei einer konstanten Bruttostromnachfrage zu einer Verletzung der Obergrenzen des Ausbaukorridors führen würde. Aus diesem Grund wurden die Leistungsvorgaben anhand der im Referentenentwurf des EEG vom 4. März 2014 angegebenen Vollaststunden, die den EEG-Berechnungen zugrunde lagen, in Energiemengenvorgaben umgerechnet.

Aus diesen Vorgaben ergeben sich die in Abbildung 16 dargestellten Entwicklungen. Hierzu muss ergänzt werden, dass nur die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 im Modell abgebildet werden; die Zwischenjahre, insbesondere 2025 und 2035, für

welche der Ausbaukorridor definiert ist, sind in der Grafik linear interpoliert. Im Jahr 2013 betrug der EE-Anteil 25,2 % und ist bereits bis zum Jahr 2015 auf 31,6 % gestiegen. Eine Übererfüllung des (Mindest-) Ziels von 35 % im Jahr 2020 ist daher nahezu unumgänglich.

Im *geNA-Szenario* wird der Ausbaukorridor im Jahr 2025 um 1 %-Punkt übertroffen, im *Basisszenario* sind es 2 %-Punkte. Im Jahr 2035 wird der Korridor um 2 %-Punkte überschritten, im *Basisszenario* um 4 %-Punkte. Im *geNA-Szenario* wird der Korridor also fast eingehalten. Durch den starken Zubau in der letzten Dekade ist der Ausbauverlauf aber noch unstetiger; der Zubau pro Jahr muss in der letzten Dekade gegenüber den Vorjahren stark erhöht werden.

2.5 Vergleich des Erzeugungssystems zum Basisszenario

2.5.1 Vergleich der Ergebnisse für Europa

Die gewählte Emissionsbegrenzung für Europa und Deutschland auf das jeweilige Niveau des *Basisszenarios* ist für die Ergebnisse von zentraler Bedeutung: Das Modell hat nur begrenzte Möglichkeiten, um die Emissionen gegenüber dem *Basisszenario* konstant zu halten. Dies wird in Abbildung 17 bzw. Tabelle 7 deutlich. Oberhalb der X-Achse wird dargestellt, welche Technologien im *geNA-Szenario* eine höhere Stromerzeugung aufweisen, unterhalb der X-Achse ist die höhere Stromerzeugung im *Basisszenario* abgebildet. Technologien, die in der Legende mit einem „Minus“ gekennzeichnet sind, verhalten sich wie Verluste oder Verbrauch. Sind sie über der X-Achse dargestellt, sind sie im *geNA-Szenario* niedriger. Als Beispiel seien die geringeren Netzverluste im *geNA-Szenario* genannt; ein „Weniger“ an Verlusten verhält sich ähnlich wie ein „Mehr“ an Erzeugung.

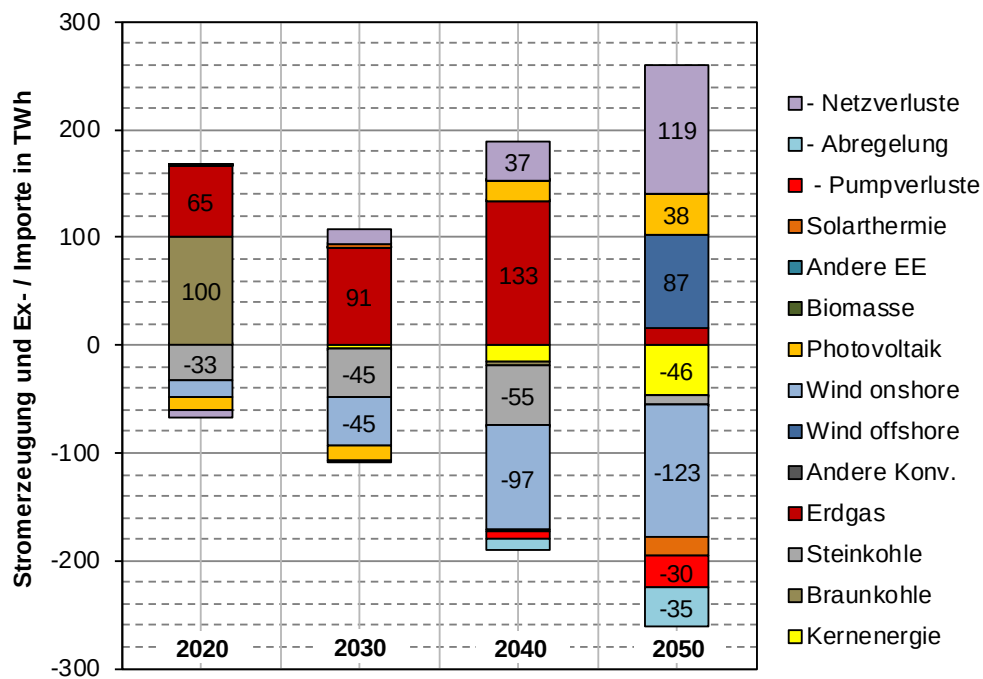


Abbildung 17: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Europa ohne Deutschland zwischen *geNA-Szenario* und *Basisszenario*

Tabelle 7: Differenz der Ergebnisse für Europa (Stromerzeugung) ohne Deutschland zwischen *geNA-Szenario* und *Basisszenario* in TWh

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0,9	-3,3	-15,3	-46,5
Braunkohle	0,1	-0,3	-3,7	0,0
Steinkohle	-33,1	-45,2	-55,3	-8,0
Erdgas	65,3	91,0	133,0	15,7
Andere Konventionelle	0,0	0,0	-0,1	-0,4
Wind-Onshore	-15,3	-44,9	-97,4	-123,0
Wind-Offshore	0,0	0,0	0,0	87,2
Photovoltaik	-11,8	-12,7	19,3	38,1
Solarthermie	0,0	3,3	-0,3	-17,7
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
- Speicherverluste	0,7	0,0	-7,6	-29,8
- Abregelung	0,1	-0,4	-10,1	-34,9
- Netzverluste	-7,0	12,5	37,4	119,3

Zunächst einmal können auch in diesem Szenario Emissionen vermieden werden, indem von fossilen Stromerzeugungstechnologien mit hohen spezifischen Emissionsfaktoren auf CO₂-ärmere Brennstoffe gewechselt wird; es können also Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden. Bis 2030 ist der Wechsel zu Erdgas die auffälligste Änderung. Das Modell verzichtet auf den Neubau von Kohlekraftwerken, der im *Basisszenario* bis 2020 in sehr begrenztem Umfang in einzelnen Ländern noch stattfindet. Die bereits existierenden Kohlekraftwerke erreichen zudem eine geringere Auslastung; durch den geringeren Netzausbau kann der Kohlestrom in manchen Stunden nicht mehr exportiert werden, in denen dies im *Basisszenario* noch möglich ist. Gleichzeitig reduziert das Modell den Beitrag der Windenergie, die Erzeugung geht um 5,0 % gegenüber dem *Basisszenario* zurück. Hierfür ist jedoch nicht nur eine Reduktion der Winderzeugungsleistung verantwortlich, sondern auch eine regionale Verschiebung. Die Wind-Onshore Leistung ist in 2030 nur um 3,2 % geringer. Das Modell ist gezwungen, von Ländern mit sehr hohen Volllaststunden in Länder mit weniger guten Bedingungen auszuweichen. Insgesamt halten sich die Auswirkungen auf der hier diskutierten gesamteuropäischen Ebene bis 2030 aber noch in Grenzen.

In den beiden Dekaden bis 2050 setzen sich die bereits beschriebenen Effekte fort, es treten aber zusätzlich neue Effekte ein. Interessanterweise ist im *geNA-Szenario* trotz der starken CO₂-Beschränkung die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken reduziert. Durch den beschränkten Netzausbau in Kombination mit hohen EE-Anteilen gelingt es nicht, den Strom aus Kernkraftwerken räumlich zu verteilen. Die Netze sind durch EE-Strom häufig bereits ausgelastet und die Kernkraftwerke müssen ihre Einspeisung reduzieren.⁹ Gegenüber dem *Basisszenario* wird die Erzeugung in 2050 um 12,4 % reduziert.

Da im *Basisszenario* in 2050 aber kaum noch Kohle verstromt wird, kann das Modell in 2050 auch in diesem Bereich kaum noch reduzieren, um Emissionen einzusparen. Entsprechend sind auch die Möglichkeiten, mehr Erdgas einzusetzen, stark begrenzt: Da bereits im *Basisszenario* ein Großteil der Emissionen durch Erdgas verursacht wurde, kann das Modell nur das geringe, im Bereich Kohle eingesparte Emissionsbudget nutzen, um zusätzlich Erdgas zu verstromen. Der EE-Anteil ist dadurch im Vergleich zum *Basisszenario* quasi festgeschrieben.

⁹ Das Modell nimmt an dieser Stelle keine Prüfung der Kraftwerksflexibilität vor. Sollten die Kernkraftwerke aus technischen Gründen ihre Leistung in manchen Stunden nicht reduzieren können, würde sich die EE-Abregelung entsprechend erhöhen.

Interessant ist daher der Abtausch der EE-Technologien untereinander. Sehr stark ist der Zugewinn bei Wind-Offshore, die Erzeugung steigt hier um 87 TWh. 10,7 GW Leistung werden in den Benelux-Ländern errichtet, da hier die Potenziale für Wind-Onshore bereits vollständig ausgenutzt werden. 12,2 GW zusätzliche Wind-Offshore-Leistung wird in Italien errichtet, wobei hier zwar noch Potenziale für Wind-Onshore im Norden ungenutzt sind, diese jedoch über eine zu geringe Standortgüte verfügen, um mit den Wind-Offshore-Anlagen konkurrieren zu können.

Des Weiteren erfolgt in den beiden letzten Dekaden gegenüber dem *Basisszenario* ein verstärkter Ausbau der PV. Da die Länder mit sehr guten Einstrahlungsbedingungen in den Mittagstunden ihren PV-Strom durch Netzengepässe nur noch in verringertem Umfang exportieren können, lohnt sich ein stärkerer Ausbau auch in anderen Ländern. Während in diesem Szenario also gerade die Länder mit guten PV-Standorten weniger PV ausbauen, kommt es zu einem verstärkten Ausbau in Osteuropa und auf den Britischen Inseln.

Der zusätzliche PV-Ausbau führt zumindest absolut zu einer verstärkten Abregelung insbesondere in den Mittagsstunden (siehe Abbildung 18). Anteilig verstärkt sich die Abregelung jedoch besonders in den Morgen- und Abendstunden gegenüber dem *Basisszenario*. In diesen Stunden konnte Windenergie durch die Netzanbindung im *Basisszenario* gut integriert werden. Im *geNA-Szenario* müssen in diesen Stunden die Anlagen häufig abgeregelt werden. Die durchschnittlich abzuregelnde Leistung nimmt gegenüber dem *Basisszenario* insbesondere nach 2030 deutlich zu: In den Mittagsstunden des Jahres 2040 erreicht und übertrifft sie im *geNA-Szenario* bereits die Leistung, die im *Basisszenario* erst in 2050 abgeregelt werden muss.

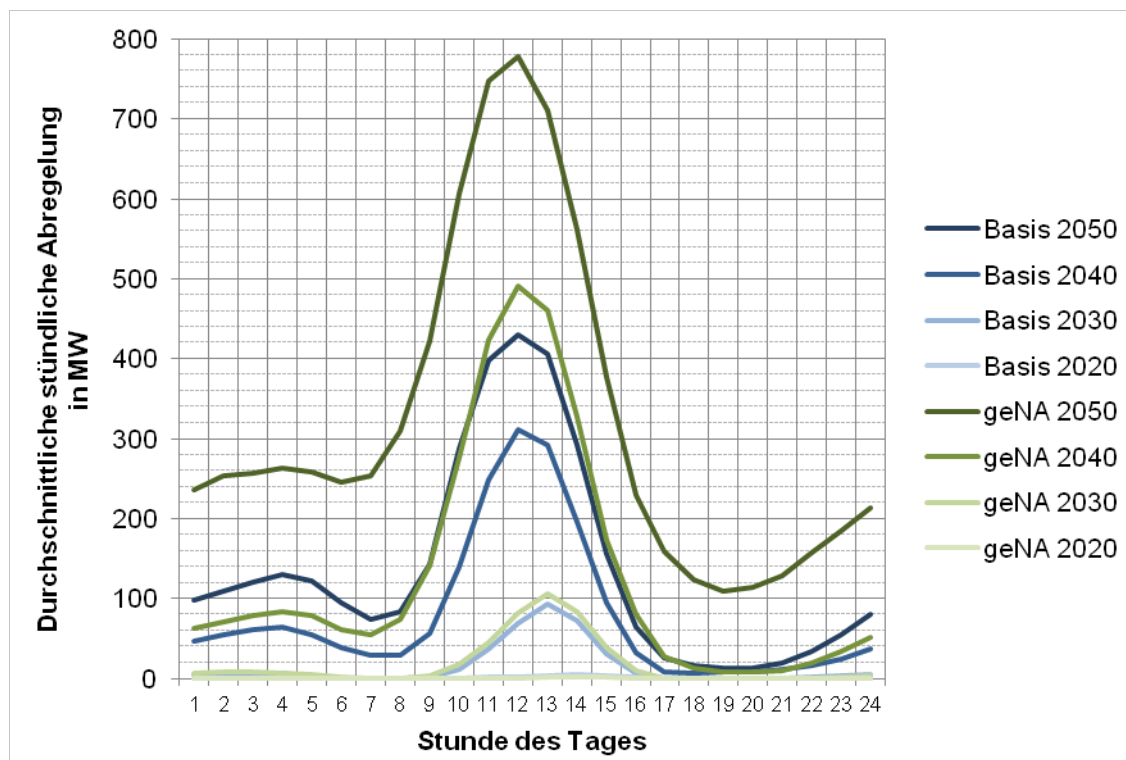


Abbildung 18: Durchschnittliche Abregelung in Gesamteuropa nach Stunde des Tages, Szenario und Jahr

Letztendlich führt der geringere Netzausbau auch zu einer erheblichen Reduktion der Netzverluste. Dies ist zunächst einmal aus Sicht einer effizienten Nutzung von Energie positiv zu bewerten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Netzverluste Ausdruck von kosteneffizientem Stromhandel sind. Den eingesparten Netzverlusten stehen also eine stärker regionale, teurere Stromerzeugung sowie erhöhte Verluste in Speichern und Abregelung gegenüber.

Des Weiteren kommt es im *geNA-Szenario* zu einem Ausbau von Speicher-Dummies (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3.3, „Stromspeichertechnologien“). Bei der Interpretation dieses Ergebnisses müssen einige modelltechnische Aspekte beachtet werden. Zum einen steht dem Modell außerhalb Deutschlands nicht die Option zur Verfügung, die Flexibilitätspotenziale zu erhöhen. Es werden zwar in begrenztem Umfang Flexibilitäten abgebildet, doch das Modell kann deren Leistung nicht endogen erhöhen. Wenn die Netze als Flexibilitätsoption ausfallen und der EE-Anteil durch die Obergrenze der Emissionen quasi vorgegeben ist, hat das Modell zur EE-Integration praktisch keine andere Wahl, als Flexibilitäts-Dummies zu nutzen. Diese verhalten sich wie Pumpspeicher und signalisieren im Ergebnis, dass das Modell in der betreffenden Region fluktu-

ierendes Angebot und Nachfrage auf andere Art zusammenbringen kann. Besonders deutlich ist dies auf den Britischen Inseln der Fall. Hier installiert das Modell ca. 20 GW zusätzliche Flexibilitäts-Dummies. Dies ist hier aber nicht mit einem Speicherbedarf gleichzusetzen. Die Ergebnisse für Deutschland im nächsten Abschnitt zeigen, dass auch eine Erhöhung von anderen Flexibilitätsoptionen ähnliche Funktionen oftmals günstiger ausführen kann als Stromspeicher. Nichtsdestotrotz ist der starke Zubau der Flexibilitäts-Dummies ein deutlicher Indikator dafür, dass die Kombination aus Netzrestriktionen und der CO₂-Obergrenze für das Modell eine große Herausforderung darstellt. Dies zeigt, dass eine Dekarbonisation des europäischen Stromsektors ohne große Verstärkungen des Stromnetzes auf andere Flexibilitätsoptionen angewiesen ist.

2.5.2 Vergleich der Ergebnisse für Deutschland

In Deutschland ergibt sich eine etwas andere Entwicklung als im Rest Europas. Die Differenz der Ergebnisse im Vergleich zum *Basisszenario* ist in Abbildung 19 dargestellt. Oberhalb der X-Achse wird dargestellt, welche Technologien im *geNA-Szenario* eine höhere Stromerzeugung aufweisen, unterhalb der X-Achse ist die höhere Stromerzeugung im *Basisszenario* abgebildet. Technologien, die in der Legende mit einem Minus gekennzeichnet sind, verhalten sich wie Verluste oder Verbrauch. Sind sie über der X-Achse dargestellt, sind sie im *geNA-Szenario* niedriger. Als Beispiel seien die geringeren Netzverluste im *geNA-Szenario* genannt.

In den Dekaden 2020 bis 2040 setzt das Modell verstärkt Gas-KWK als Technologie ein und reduziert dafür den Einsatz der Kohlekraftwerke. Dieser Effekt beruht auf dem gleichen Prinzip des Abtauschs von Kohle zu Erdgas, der für Europa im vorhergehenden Abschnitt beschrieben wurde.

Der Ausbau der Onshore-Windenergie fällt bis 2040 bezogen auf die Stromerzeugung ca. 20 bis 25 TWh geringer aus als im *Basisszenario*. Durch den begrenzten Netzausbau ist die Integration schwieriger, und durch die Reduktion der Kohleverstromung kann der fossile Anteil der Stromerzeugung emissionsärmer gestaltet werden. Der Ausbau verschiebt sich gegenüber dem *Basisszenario* nach Süden, wobei die Reduktion nur die beiden nördlichen Regionen betrifft. In allen anderen Regionen, also der Mitte und dem Süden Deutschlands, ist die Erzeugung über die gesamte Zeit höher als im *Basisszenario*.

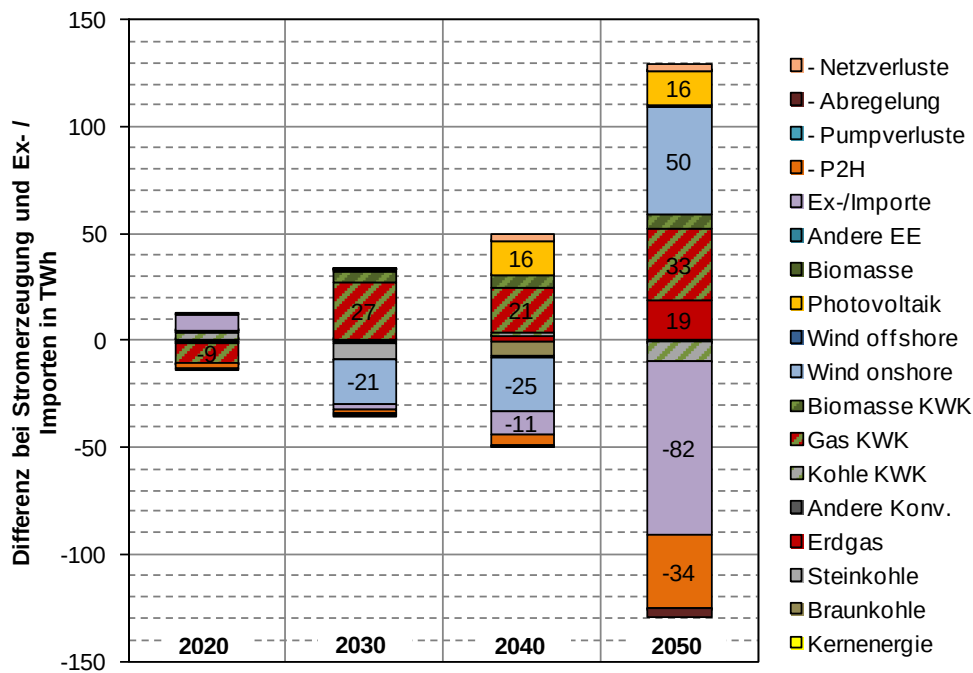


Abbildung 19: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen *geNA-Szenario* und *Basisszenario*

Tabelle 8: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen *geNA-Szenario* und *Basisszenario* in TWh

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	-0,3	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	-1,0	-0,9	-6,5	0,0
Steinkohle	0,4	-7,5	-1,6	0,3
Erdgas	0,1	0,5	2,7	18,6
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle KWK	3,3	0,1	1,0	-9,4
Gas KWK	-8,9	27,1	21,2	33,2
Biomasse KWK	-0,3	4,8	5,7	7,0
Wind-Onshore	0,0	-21,0	-24,9	50,3
Wind-Offshore	0,3	0,4	0,4	0,6
Photovoltaik	0,2	0,2	16,0	16,1
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
Ex-/Importe	7,8	-2,6	-10,7	-81,5
- Power-to-Heat	-2,3	-2,0	-5,2	-34,0
- Pumpverluste	0,1	-0,1	-0,3	-0,3
- Abregelung	-0,0	-0,2	-0,8	-4,0
- Netzverluste	0,5	1,3	2,9	3,2

Aufgrund der begrenzten Netzkapazitäten ist ein kosteneffizienter Import von erneuerbarem Strom im Jahr 2050 nur begrenzt möglich. Die Importe im Jahr 2050 sinken in der Folge um ca. 82 TWh. Diese Erzeugung muss in Deutschland deshalb national unter Einhaltung des Emissionsbudgets aufgebaut werden. Das Modell erhöht daher die nationale Erzeugung aus Onshore-Windenergie um 50 TWh im Jahr 2050 und die Erzeugung aus PV bereits im Jahr 2040 um 16 TWh. Hier zeigt sich, dass ein Verzicht auf eine Belastung der Landschaft durch neue Netzinfrastrukturen an anderer Stelle neue Infrastrukturen erfordert, die ebenfalls die Landschaft belasten.

Bei der konventionellen Erzeugung tauscht das Modell die im *Basisszenario* noch in geringfügigem Umfang vorhandene Kohle-KWK gegen Erdgas-KWK, Biomasse-KWK und konventionelle Erzeugung aus Erdgaskraftwerken zur Deckung von Nachfragespitzen. Im Bereich der Verluste werden im Jahr 2050 Netzverluste ungefähr in gleicher Höhe gegen Abregelung und höhere Speicherverluste in Deutschland abgetauscht; es kommt zu keinem Speicherneubau, die existierenden Pumpspeicher werden jedoch häufiger genutzt, was zu höheren Verlusten führt. Stattdessen setzt das Modell verstärkt auf die Sektorkopplung über Power-to-Heat. Damit verfolgt das Modell zwei Ziele: Zum einen nutzt es die Option, um EE-Spitzen zu integrieren, die es über die Netze nicht mehr exportieren kann. Zum anderen kann EE-Strom auf diese Weise fossile Wärmeenergie verdrängen und das somit geschaffene Emissionsbudget kann genutzt werden, um Gasturbinen zur Spitzenlastdeckung einzusetzen. Das Modell zieht Sektorkopplung also dem Bau von Stromspeichern vor.

Aufgrund der Nutzung von Standorten mit schlechterem EE-Dargebot fallen die Unterschiede beim Vergleich der installierten Leistung deutlicher aus als bei der energetischen Betrachtung. Die installierte Leistung in Deutschland steigt bis zum Jahr 2050 um ca. 70 GW. Davon entfallen ca. 24 GW auf Wind-Onshore und 18 GW auf PV. Die übrigen 27 GW verteilen sich auf Gaskraftwerke, Gas-KWK und Biomasse-KWK. Anhand der Entwicklung der Erzeugungsleistungen zeigt sich auch noch einmal der Abtausch von geringerem Ausbau der Netzinfrastrukturen und dem daraus resultierenden höheren Ausbau der Erzeugungsinfrastrukturen.

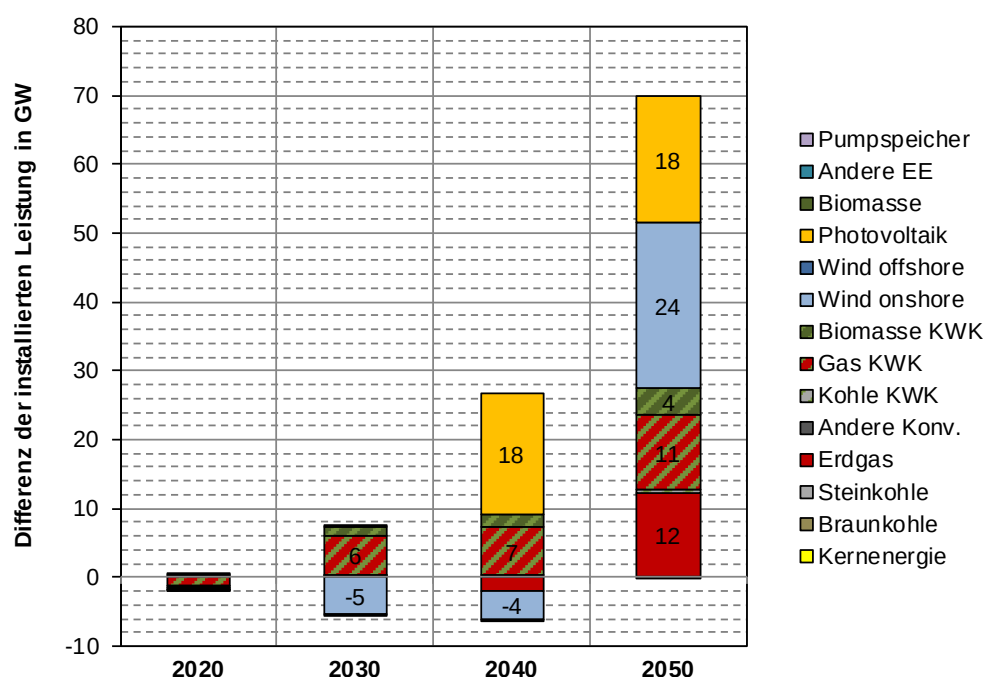


Abbildung 20: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen *geNA-Szenario* und *Basisszenario*

Tabelle 9: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen *geNA-Szenario* und *Basisszenario* in GW

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	-1,9	12,3
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle KWK	0,5	0,3	0,3	0,3
Gas KWK	-1,3	5,8	6,9	10,9
Biomasse KWK	-0,1	1,1	1,9	3,8
Wind-Onshore	-0,4	-5,4	-4,2	24,2
Wind-Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	17,7	18,2
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0

Ein deutlicher Unterschied zwischen *geNA-Szenario* und *Basisszenario* zeigt sich auch im Vergleich der Entwicklung in den Wärmenetzen. Im *Basisszenario* wird gegen Ende des Betrachtungszeitraumes die KWK-Wärmeerzeugung nach einem starken Anstieg bis zum Jahr 2030 durch konventionelle Feuerung und Power-to-Heat ersetzt. Im *geNA-Szenario* fällt der Power-to-Heat Anteil höher aus und es wird weniger konventionelle Feuerung eingesetzt. Ferner verbleibt die KWK auf einem etwas höheren Niveau.

Diese unterschiedliche Entwicklung kann durch zwei zentrale Effekte begründet werden. Der geringere Netzausbau führt zu höheren regionalen Stromüberschüssen, die nicht exportiert werden können. Power-to-Heat wird deshalb zu einer attraktiven Option, die verstärkt zur Nutzung der Überschüsse eingesetzt werden kann. Der Leistungsbedarf aus dem Stromsektor und das enge Emissionsbudget führen dazu, dass der KWK-Anteil etwas höher ausfällt und konventionelle Feuerung verdrängt.

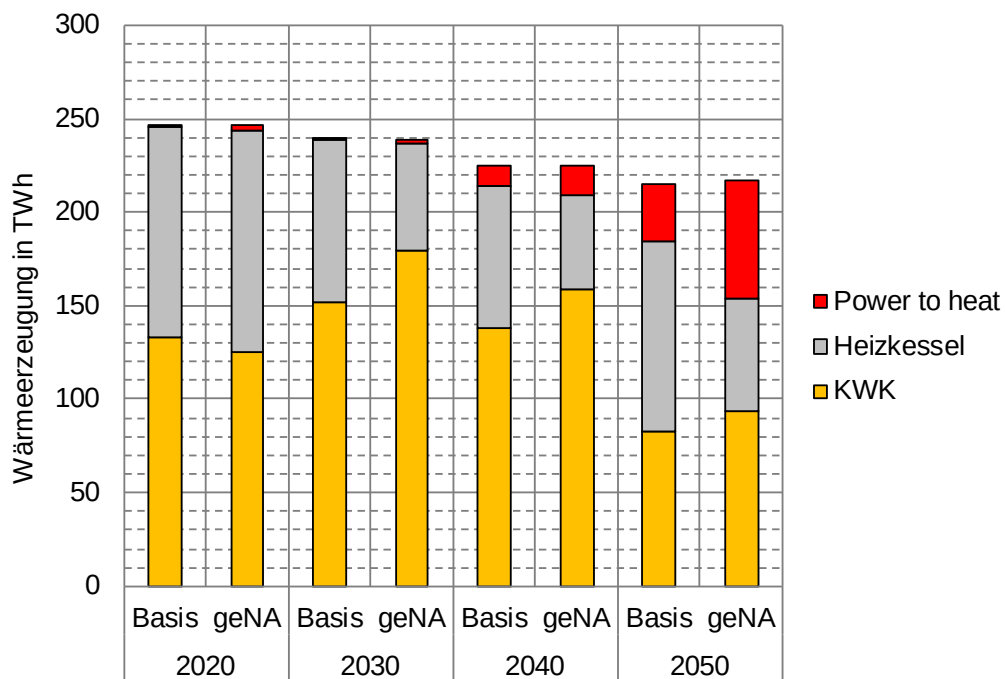


Abbildung 21: Übersicht der Entwicklung der Wärmebereitstellung in den abgebildeten Wärmenetzen

2.5.3 Vergleich der CO₂-Preise zwischen geNA- und Basisszenario

Wie in der Einleitung bereits erläutert, müssen im *geNA-Szenario* zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit mit dem *Basisszenario* zusätzliche Nebenbedingungen bezüglich der CO₂-Emissionen eingesetzt werden. In Deutschland sowie in der Gesamtregion „Europa ohne Deutschland“ dürfen die CO₂-Emissionen jeweils nicht die Emissionen des *Basisszenarios* überschreiten. Diese Bedingungen gelten in jedem Jahr und ersetzen den für das Stromsystemmodell exogenen CO₂-Preis. Dieser wird im *Basisszenario* so gesetzt, dass er in der deutschen Zielerreichung eine zentrale Rolle spielt; in den Nachfragesektoren kommen weitere Maßnahmen zum Einsatz, die den CO₂-Preis näherungsweise abbilden sollen.

Am Ende des Modelllaufs können dann die sog. „Schattenkosten“ der Nebenbedingungen abgefragt werden. Vereinfacht ausgedrückt beschreiben diese die Grenzkosten der Nebenbedingungen, d. h. um welchen Betrag sich die Zielfunktion verändern würde, wenn die Nebenbedingung um eine Einheit geändert würde. Schattenkosten von X EUR/t entsprechen dabei einem CO₂-Preis in gleicher Höhe: Würden in einem weiteren Modelllauf ohne CO₂-Beschränkung die X EUR/t als exogener CO₂-Preis vorgegeben, würde sich das gleiche Ergebnis einstellen. Im Folgenden werden daher sowohl der exogene CO₂-Preis als auch die Schattenkosten der CO₂-Beschränkung als CO₂-Preis bezeichnet.

In Abbildung 22 bzw. Tabelle 10 werden die CO₂-Preise der beiden Szenarien verglichen. Im *Basisszenario* ist der CO₂-Preis in der gesamten modellierten Region homogen, da er exogen für alle Emittenten unabhängig von der Region vorgegeben wird. Im *geNA-Szenario* ist der Preis immer gleich hoch oder höher: Das Modell hat einen kleineren Lösungsraum, da es weniger Netze ausbauen und weniger räumlichen Ausgleich nutzen kann. Sobald eine Nebenbedingung Wirkung entfaltet, verursacht sie Kosten, da sie das Modell aus einer günstigeren Lösung in Richtung teurerer Optionen verschiebt.

Bis 2030 ist der Unterschied zum *Basisszenario* jedoch noch recht gering, in Deutschland ist er mit +7 EUR/t zunächst leicht höher als im Rest Europas. Daran lässt sich erkennen, dass der höhere Netzausbau des *Basisszenarios* bis dahin zwar kosteneffizient ist, alternative Integrationsoptionen aber nicht drastisch teurer sind. Das Modell kann also mit recht geringen Mehrkosten die gleiche Emissionsreduktion auch mit weniger Netzausbau erreichen.

In 2040 ist die Differenz zum *Basisszenario* bereits deutlich größer: Die Differenz von ca. 20 EUR/t bedeutet einen Aufschlag von 30 % gegenüber dem CO₂-Preis

des *Basisszenarios*. Die Transformation des Energiesystems führt in 2040 bereits zu recht hohen EE-Anteilen; eine Integration in ein Übertragungsnetz, das bezüglich der Interkonnektoren allein auf heute bereits geplanten Leitungen beruht, wird dadurch in zunehmendem Maße eine Herausforderung.

In 2050 verstärken sich die Auswirkungen dramatisch: In 2050 ist der CO₂-Preis für Deutschland mit 200 EUR/t doppelt so hoch wie im *Basisszenario*. Im Rest Europas erreicht er mit 862 EUR/t einen Wert, der nur mit den Wirkungsweisen des Modells interpretierbar ist. Das europäische Stromsystem außerhalb Deutschlands ist im *Basisszenario* sehr emissionsarm. Ein Grund dafür ist, dass außerhalb Deutschlands Wärmenachfragen und KWK nicht explizit abgebildet werden. Das Modell nutzt im Bereich fossiler Energien fast ausschließlich Gasturbinen zur Spitzenlastdeckung in den Stunden, in denen interregionale Ausgleichsmöglichkeiten nicht ausreichend sind. Die fossile Erzeugung verursacht in 2050 nur noch 11 Mt CO₂-Emissionen. Die Aufgabe, diesen Wert auch im *geNA-Szenario* einzuhalten, treibt das Modell an seine Grenzen. Die stets erforderlichen Modellvereinfachungen sind in diesem Szenario am äußeren Ende ihrer Zulässigkeit insofern, als dass bestimmte Reaktionsmöglichkeiten auf einen stark beschränkten Netzausbau nicht abgebildet werden. Diese nicht für das europäische Ausland abgebildeten Optionen umfassen unter anderem:

- Die Emissionsreduktionen des Stromsektors könnten sich teilweise in andere Sektoren verlagern. Da es im Stromsektor teurer wird, Emissionen einzusparen, lohnen sich in anderen Sektoren weitere Reduktionsmaßnahmen.
- Zur Integration der Stromüberschüsse könnte verstärkt auf Sektorkopplung zurückgegriffen werden. Ein modellendogener Ausbau der Sektorkopplung in Europa außerhalb Deutschlands ist aufgrund unzureichender Daten über Potenziale in den Szenarien nicht enthalten.
- Flexibilitätspotenziale, z. B. durch Lastverlagerung, könnten in verstärktem Umfang genutzt werden.

Dem Modell verbleiben zur Lastdeckung in der gewählten Parametrierung in manchen Stunden der Ausbau und Einsatz der Flexibilitäts-Dummies (siehe Abschnitt 2.5.1) als einzige Option. Diese wie Pumpspeicher modellierten Optionen sind trotz moderater spezifischer Investitionen mit hohen Kosten verbunden, die den CO₂-Preis stark in die Höhe treiben. Der extrem hohe CO₂-Preis in Europa signalisiert, dass das Modell mit den zur Verfügung stehenden Optionen große Schwierigkeiten hat, den beschränkten Netzausbau zu kompensieren. Zusätzlich muss bedacht werden, dass in jedem einzelnen Modelllauf jeweils ein Wetterjahr unterstellt wird.

Wie das hier berechnete und durch die Nebenbedingungen stark eingegrenzte System auf abweichende Wetterkonstellationen reagieren würde, lässt sich nicht ohne Weiteres abschätzen. In einer späteren Phase der Studie wird der Einfluss unterschiedlicher Wetterdaten auf die Ergebnisse der Modellierung untersucht. Dies umfasst dann unter anderem auch die Untersuchungen von Rückwirkungen auf die Netzsicherheit

In Deutschland sind dagegen weit mehr Optionen verfügbar. Die sich ergebenden, teils intersektoralen Verschiebungen sind in Abschnitt 2.5.1 dargestellt; der Preis spiegelt damit deutlich eher die tatsächlichen Herausforderungen wider. Die Entwicklung des Preispfades macht dabei deutlich, dass erneuerbare Energien bis zu einem gewissen Ausbauniveau auch mit einem Netzausbau realisierbar sind, der deutlich unter dem des *Basisszenarios* liegt. Langfristig sind jedoch hohe EE-Anteile, wie sie für die Dekarbonisation des Stromsektors wichtig und ökonomisch sinnvoll sind, auf einen starken Netzausbau angewiesen. Der Netzausbau kann zwar mittelfristig verzögert werden, langfristig sind hohe EE-Anteile ohne einen starken Netzausbau jedoch mit hohen Mehrkosten verbunden.

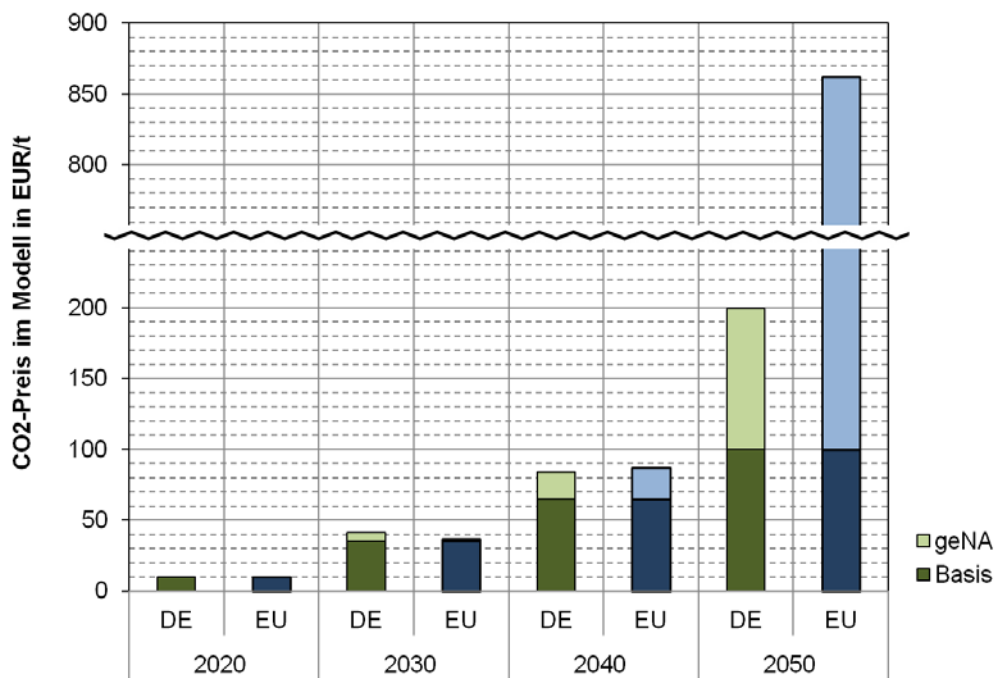

 Abbildung 22: CO₂-Preis¹⁰ im Modell im *Basis*- und *geNA*-Szenario

 Tabelle 10: CO₂-Preis im Modell im *Basis*- und *geNA*-Szenario

	2020		2030		2040		2050	
	DE	EU	DE	EU	DE	EU	DE	EU
Basisszenario	10	10	35	35	65	65	100	100
geNA-Szenario	10	10	42	37	84	87	200	862

¹⁰ Der hier dargestellte CO₂-Preis ergibt sich im *geNA-Szenario* aus den Schattenkosten der CO₂-Begrenzung; im *Basisszenario* ist er exogen auf dem dargestellten Pfad vorgegeben.

3 **Stromnetze - geNA-Szenario im Vergleich zum Basisszenario**

3.1 **Ausbau der Interkonnektoren in Europa**

Für die Ergebnisse bezüglich des Ausbaubedarfs bei den Stromnetzen ist grundsätzlich zu beachten, dass eine detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen für die Langfristszenarien nur für Deutschland erfolgt. Zwar sind die in den Langfristszenarien angewendete Methodik und die eingesetzten Modelle (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“) auch für andere Länder einsetzbar; der Fokus der Langfristszenarien liegt aber auf Deutschland, so dass die Berechnungen und Auswertungen auch hierauf beschränkt wurden. Aufgrund des gewählten Ansatzes zur Abbildung der Kostenwirkungen im Übertragungsnetz in *Enertile* mittels eines weiterentwickelten NTC-Ansatzes (für eine ausführliche Beschreibung wird auf Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.1, „Übertragungsnetz“, verwiesen) lassen sich aus den Ergebnissen aus *Enertile* Rückschlüsse zumindest auf die Größenordnung des europaweit erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze ziehen. Diese werden in diesem Abschnitt dargestellt. So ermittelt *Enertile* auch Ausbauentscheidungen für Interkonnektoren / Handelskapazitäten zwischen den abgebildeten Modellregionen, aus denen dann entsprechende Aussagen abgeleitet werden können. Die geringere Genauigkeit dieses „abstrahierten Netzmodells“ im Vergleich zu dem für das deutsche Übertragungsnetz verwendeten detaillierten, leitungsscharfen Lastflussmodells und die gröbere Auflösung des Regionenmodells in *Enertile* außerhalb Deutschlands führen dazu, dass so ermittelte Aussagen zum Netzausbedarf außerhalb Deutschlands weniger genau sind. Valide Abschätzungen zur Größenordnung des in den verschiedenen Szenarien entstehenden Aufwands für den europaweiten Ausbau der Übertragungsnetze erscheinen aber möglich. Von dem Ausbau der Verteilungsnetze im Ausland wird dagegen vollständig abstrahiert. Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse dienen somit einer Einordnung des im europäischen Übertragungsnetz entstehenden Ausbaubedarfs.

Zur Auswertung werden nachfolgend zwei Größen dargestellt:

- **Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte [TWh*km]:** Für diese Kenngröße werden die Stromaustausche über die in *Enertile* modellierten Regionengrenzen unsaldiert und für jede

modellierte Stunde des jeweils betrachteten Simulationsjahres ausgewertet und aufsummiert. Bei der Summenbildung werden die Austausche je Grenze mit der mittleren Transportentfernung der beiden austauschenden Regionen multipliziert. Die mittlere Transportentfernung ergibt sich dabei aus der geographischen Luftlinienentfernung der Regionenmittelpunkte. Damit wird abgebildet, dass der Austausch zwischen zwei vergleichsweise kleinen benachbarten Regionen (z. B. Niederlande und Belgien) das europäische Übertragungsnetz insgesamt weniger stark beansprucht als der Austausch zwischen zwei großen Regionen (z. B. Frankreich und Spanien). Diese Auswertungsgröße trifft zwar noch keine Aussage über den konkret entstehenden Ausbaubedarf, vermittelt aber einen Eindruck wie stark sich der Transportbedarf im Zeitverlauf verändert. Da die Transportentfernungen in diese Kenngröße eingehen, kommt durch diese Kenngröße auch zum Ausdruck, wenn es im Zeitverlauf z. B. zu einem tendenziell weiträumigeren Austausch kommt: Durch die Gewichtung mit der Transportentfernung steigt die Kenngröße durch einen weiträumigeren Austausch an.

- **Entwicklung des kumulierten längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten [GW*km]:** Zusätzlich wird der kumulierte Ausbau von Handelskapazitäten über alle modellierten Regionengrenzen ausgewertet. Dabei erfolgt ebenfalls eine Entfernungsgewichtung, die sich in diesem Fall allerdings nicht an der Entfernung der Regionenmittelpunkte orientiert, sondern sich aus dem im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.1, „Übertragungsnetz“, beschriebenen „NTC-Stufenmodell“ ableitet. Hierbei wird berücksichtigt, dass mit zunehmendem Ausbau an einer bestimmten Grenze der Aufwand für jeden weiteren Ausbau zunimmt, insbesondere durch die notwendigen inländischen Netzverstärkungsmaßnahmen in den verbundenen Regionen. Die zur Gewichtung herangezogene Länge steigt dann. Außerdem berücksichtigt dieser Ansatz den ebenfalls im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.1, „Übertragungsnetz“, beschriebenen Effekt der sog. Loop-Flows, also der Tatsache, dass zusätzliche Handelskapazität zwischen zwei Regionen nicht nur Ausbau an dieser Grenze erfordert, sondern auch an anderen Stellen im Übertragungsnetz, da sich der physikalische Fluss im Drehstromnetz entsprechend der elektrischen Eigenschaften der Stromleitungen verteilt. Aufgrund der unterschiedlichen Modellierungsansätze sind die hier ausgewerteten Größe des „längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten“ und der für das deutsche Übertragungsnetz zusätzlich ermittelte Ausbaubedarf in neuen oder zu verstärkenden Stromkreiskilometern nicht direkt miteinander vergleichbar.

Unabhängig vom tatsächlich im jeweiligen Szenario in *Enertile* modellierten geographischen Betrachtungsbereich (mit oder ohne Betrachtung der MENA-Region) werden für die Ermittlung der beiden Kenngrößen einheitlich nur die innereuropäischen Transporte/Austausche und Handelskapazitäten betrachtet. Beide Auswertungsgrößen berücksichtigen nicht, in welchem Umfang der Transportbedarf für Austausche innerhalb der Regionen (und der daraus resultierende Ausbaubedarf) steigt.

Nachfolgend werden die Ergebnisse bezüglich des europäischen Netzausbaus für das *geNA*- und das *Basisszenario* im Vergleich für die beiden Auswertungsgrößen „entfernungsgewichtete Stromtransporte“ und „kumulierter längengewichteter Ausbau an Handelskapazitäten“ dargestellt.

Abbildung 23 zeigt, wie sich die **entfernungsgewichteten Stromtransporte** im *geNA*- und *Basisszenario* im Zeitverlauf entwickeln. Während die Stromtransporte im *Basisszenario* bis 2050 stark ansteigen (etwa auf das 3-fache des in 2020 erreichten Wertes), kommt es im *geNA*-Szenario zwar auch zu einem Anstieg, der jedoch deutlich geringer ausfällt: Die entfernungsgewichteten Stromtransporte steigen im *geNA*-Szenario von etwa 230.000 TWh*km auf 370.000 TWh*km und damit um etwa 50 %.

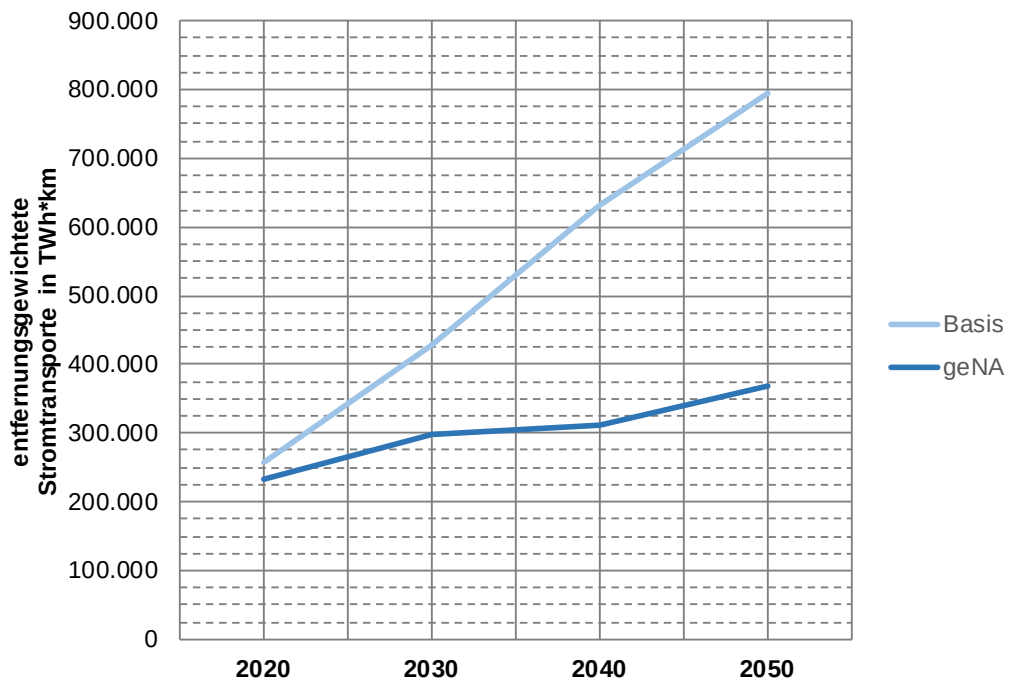


Abbildung 23: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *geNA*- und *Basisszenario* in Europa bis 2050

Grund für den deutlich geringeren Anstieg der Stromtransporte im *geNA*-Szenario sind die Beschränkungen hinsichtlich der Möglichkeiten zum Ausbau der Transportkapazitäten. Im *geNA*-Szenario ist kein weiterer Ausbau möglich, der über den exogen vorgegebenen Netzausbau hinausgeht. Auf europäischer Ebene entspricht der Netzausbau weitgehend den Maßnahmen nach TYNDP. Abbildung 24 zeigt den **kumulierten Ausbau der Handelskapazitäten bis 2050** im Vergleich beider Szenarien. Entsprechend der Szenarioannahmen entspricht der Verlauf im *geNA*-Szenario den Vorgaben für den exogenen Netzausbau. Im *Basisszenario* erfolgt darüber hinaus europaweit ein deutlicher zusätzlicher Ausbau der Handelskapazitäten. Der Ausbau gegenüber dem Status quo steigt bis 2050 auf etwa 78.000 GW*km und liegt um 65.000 GW*km über den 13.000 GW*km, die im *geNA*-Szenario an längengewichteter Handelskapazität hinzukommen.

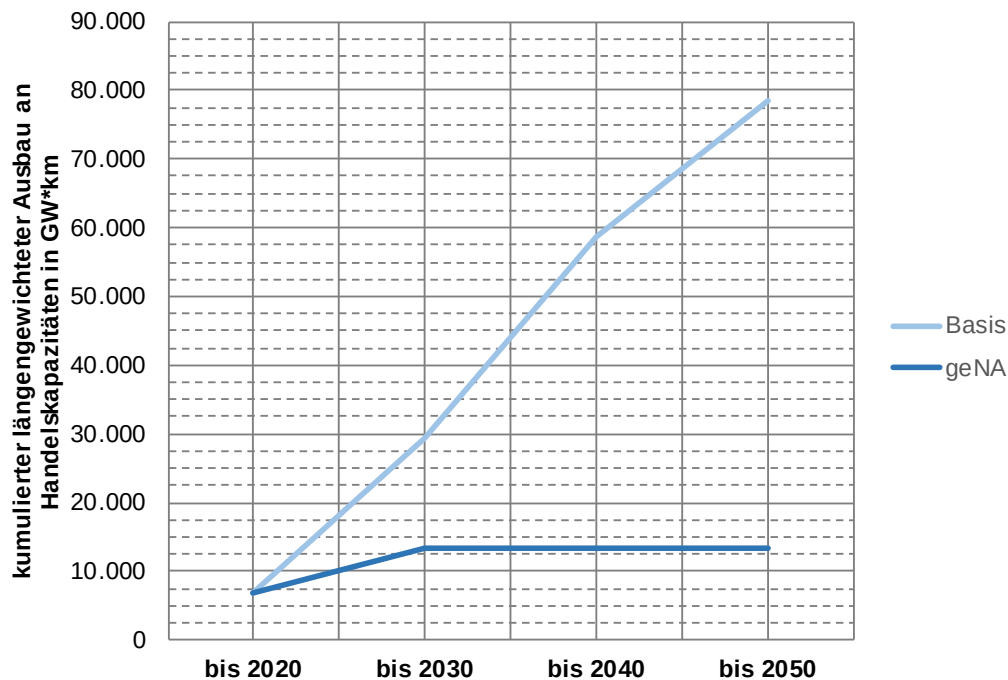


Abbildung 24: Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *geNA*- und *Basisszenario* in Europa bis 2050

Beide Auswertungen verdeutlichen den hohen Stellenwert des europäischen Stromausbaus und des damit verbundenen Netzausbaus im *Basisszenario*.

3.2 Deutsches Übertragungsnetz

Anforderungen an das Übertragungsnetz

Im *geNA*-Szenario werden dieselben exogen festgelegten Netzausbauprojekte umgesetzt, die auch für das *Basisszenario* angenommen wurden. Der notwendige Netzausbau bezieht sich somit in beiden Szenarien auf dasselbe heutige Netz nach Umsetzung dieser festgelegten Netzausbaumaßnahmen, das im Falle von unzulässigen Netzbelastungen ausgebaut oder verstärkt werden muss. Abweichend vom *Basisszenario* ist es im *geNA*-Szenario im Rahmen der Ausbauoptimierung des Stromsystems nicht möglich, netzregionenübergreifenden Netzausbau vorzunehmen, um die Kapazität für möglichen Stromaustausch zu erhöhen. Endogener Netzausbau ist ausschließlich zur Behebung lokaler Netzengpässe vorgesehen.

Um die grundsätzlichen Anforderungen an das Übertragungsnetz in dem *geNA-Szenario* mit dem *Basisszenario* zu vergleichen, eignet sich eine Gegenüberstellung der (n-1)-Netzbelastungen in 2050 vor Netzausbau. Davon losgelöst kann es natürlich auch in den Jahren zuvor bereits zu unzulässigen Netzbelastungen und somit Ausbaubedarf kommen. Folgende Grafik stellt die **Ergebnisse der (n-1)-Netzsicherheitsuntersuchungen** des *geNA-Szenarios* denen des *Basisszenarios* gegenüber.

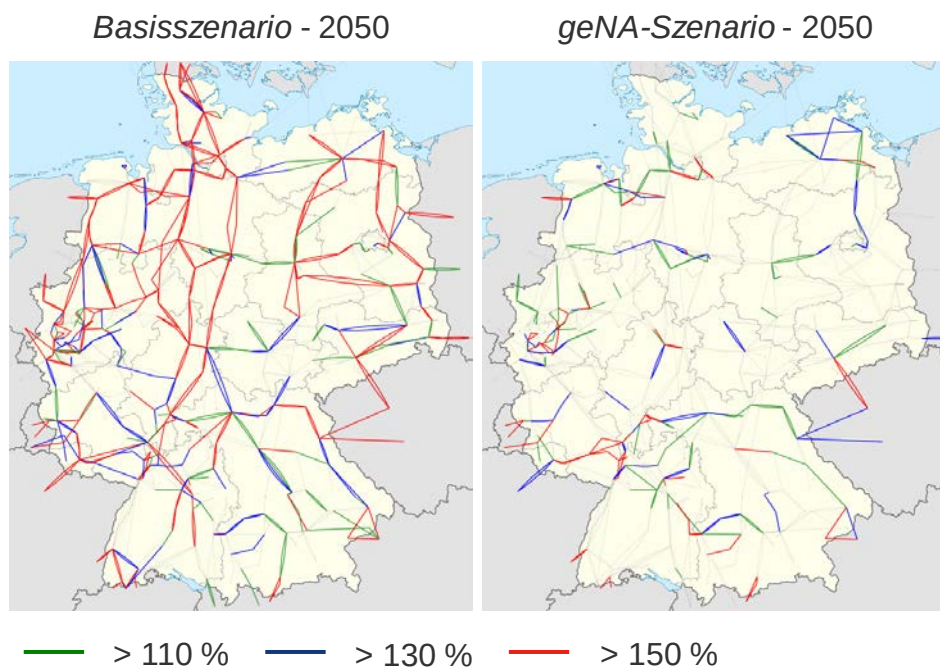


Abbildung 25: Gegenüberstellung der maximalen (n-1)-Netzbelastungen im *Basisszenario* und *geNA-Szenario* in 2050 vor endogenem Netzausbau

Die Netzsicherheitsuntersuchungen der beiden Szenarien zeigen auf, dass die Netzbelastung im *Basisszenario* gegenüber dem *geNA-Szenario* vor Netzausbau erwartungskonform deutlich ausgeprägter ist. Während die Ausbauplanung im *Basisszenario* umfassend Übertragungsnetzausbau vornimmt, ist ihr das definitionsgemäß im *geNA-Szenario* nicht möglich. Dennoch treten vereinzelt Netzengpässe auf, die ausschließlich durch lokale Phänomene, wie beispielsweise durch den Anschluss der (exogen vorgegebenen) Wind-Offshoreparks an der Küste, begründet werden können. Diese lokalen Engpässe erstrecken sich über Gesamtdeutschland. Neben der deutlich geringeren geografischen Ausdehnung der Netzengpässe im *geNA-Szenario* ist auch deren Höhe im Vergleich zum *Basisszenario* deutlich geringer ausgeprägt. Es ist daher davon auszugehen – und dies zeigt sich auch anhand der nachfolgend noch beschriebenen konkreten Ergebnisse der Netzausbauplanung – dass die oben beschriebene Anpassung des Netzmodells

für die Ausbauoptimierung *Enertile* die Anforderung dieses Szenarios erfüllt und der Netzausbau so stark begrenzt wird, dass allenfalls noch Maßnahmen nach Kategorie C (siehe oben) erforderlich sind, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Die in Abbildung 25 dargestellten Unterschiede in der Netzbelastung lassen sich durch Veränderungen in der **Verteilung der installierten Leistungen je Übertragungsnetzknoten** der im *Basis*- und *geNA*-Szenario dominanten und für die Belastung des Übertragungsnetzes damit entscheidenden **EE-Technologien Wind (Onshore und Offshore) sowie Photovoltaik (Aufdach und Freifläche)** erklären. Die folgende Grafik stellt diese für das Stichjahr 2050 gegenüber. Für Offshore-Windanlagen ist die Leistung an den jeweiligen Anschlusspunkten an das Übertragungsnetz auf dem Festland dargestellt. Der Anschluss der Offshore-Windparks erfolgt dabei in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan (Offshore) der Übertragungsnetzbetreiber. Somit ist es möglich, dass der Anschluss nicht ausschließlich an küstennahe Umspannwerke, sondern auch weiter im Landesinneren erfolgt.

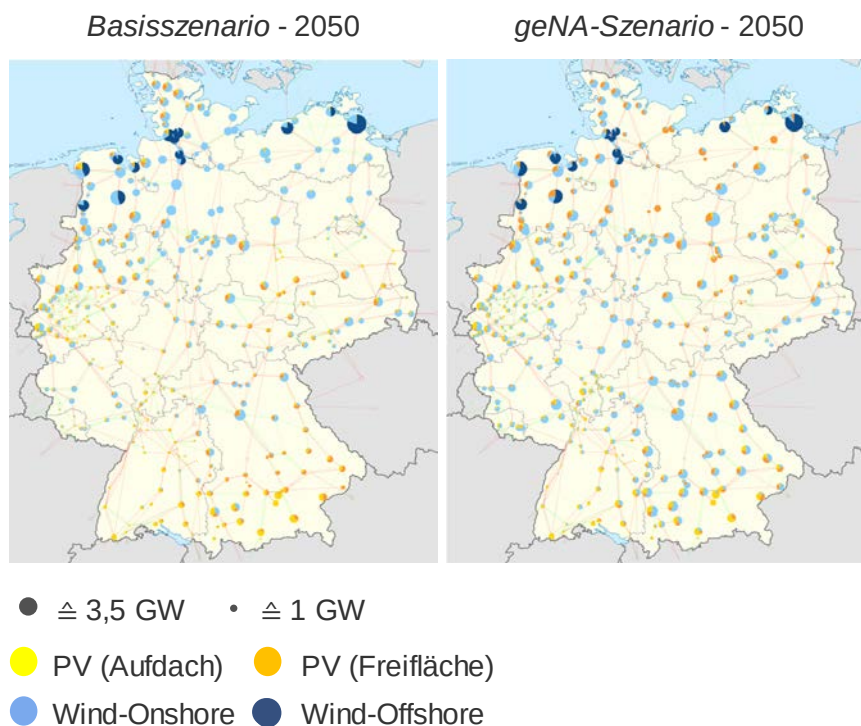


Abbildung 26: Gegenüberstellung der installierten EE-Leistungen im *Basis*- und *geNA*-Szenario in 2050

In beiden Szenarien wird der deutsche Erzeugungspark durch die Windenergie, und hier im wesentlichen Onshore, dominiert. Der Szenarienvergleich zeigt allerdings eine deutlich andere geografische Verteilung der installierten Leistungen der EE-Technologien auf. Im *geNA-Szenario* sind deutlich mehr Windenergieanlagen im Süden vorhanden als im *Basisszenario* (siehe Abschnitt 2.3). Im Gegensatz dazu befinden sich weniger Windenergieanlagen an küstennahen Standorten. Dieser Effekt ist insbesondere im Nordosten Deutschlands ersichtlich. Im Vergleich zum *Basisszenario* werden dafür deutlich mehr PV-Freiflächenanlagen im Norden installiert, während diese Technologie im *Basisszenario* im Norden nur sehr vereinzelt zum Einsatz kommt. Somit findet ein gewisser geografischer Abtausch der Windenergie- und der Photovoltaikanlagen statt. In Summe übersteigt die installierte Leistung dieser EE-Technologien im *geNA-Szenario* die installierte Leistung im *Basisszenario*. Dieser Effekt ist im Süden Deutschlands besonders ausgeprägt.

Die geografische Verschiebung innerhalb der EE-Technologien ist auf die Beschränkung des Übertragungsnetzausbaus zurückzuführen. Da die Übertragungsnetzkapazitäten im Norden Deutschlands bereits durch den (exogen vorgegebenen) Ausbau von Wind-Offshore umfangreich beansprucht werden, ist eine umfangreichere Ansiedlung von Onshore-Windparks netztechnisch nicht sinnvoll möglich, da sie zu hohen Abregelungsmengen führen würde. Die Gründe hierfür liegen in einer hohen Korrelation der Einspeisungen dieser beiden vom Windangebot abhängigen Technologien. Die Stromerzeugung von PV-Freiflächenanlagen ist demgegenüber weniger korreliert. Durch die Vermischung dieser Technologien im Norden Deutschlands ist es möglich, Portfolioeffekte zu generieren und die vorhandenen Netzkapazitäten besser zu nutzen.

Die in Abbildung 27 dargestellten Unterschiede in der Netzbelastung sind aber zugleich Folge der Handelsflüsse über die deutschen Außengrenzen. Im folgenden Diagramm ist die **Summe zeitgleicher Exporte und Importe** im Vergleich der beiden Szenarien als Dauerlinie dargestellt.

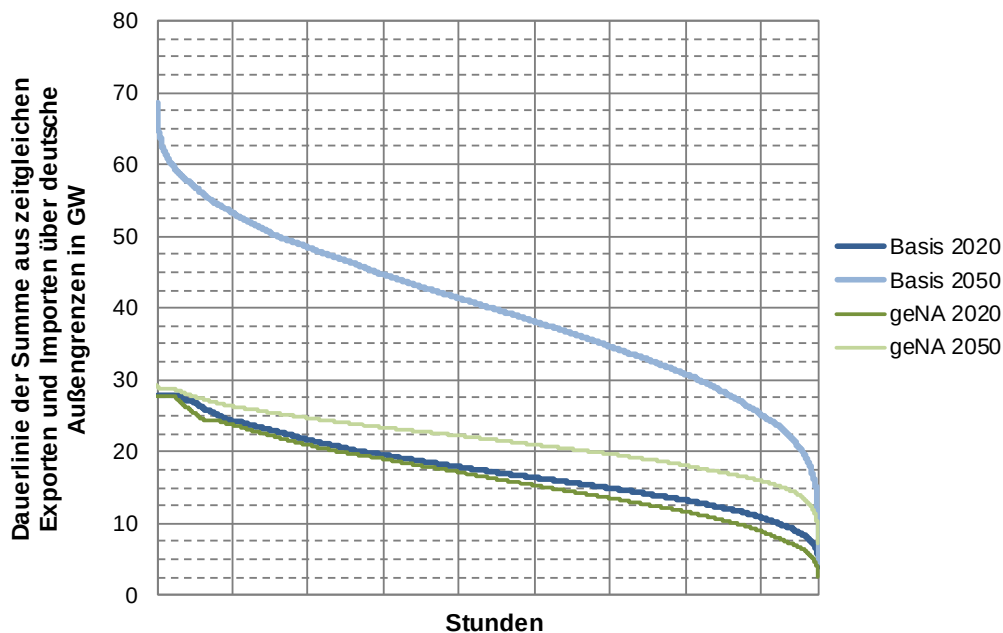


Abbildung 27: Gegenüberstellung der deutschen Handelsflüsse im *Basis*- und *geNA*-Szenario

Der Szenarienvergleich zeigt, dass es für 2020 nur sehr geringe Unterschiede zwischen den Szenarien gibt, was angesichts der für dieses Stützjahr für beide Szenarien identischen verfügbaren maximalen Handelskapazitäten erwartungskonform ist. Der höchste Handelsfluss beträgt in beiden Szenarien etwa 28 GW, was einer vollständigen Ausnutzung der in Summe zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität entspricht. Im *Basisszenario* wird das Netz im Mittel zwar mit einem GW durchschnittlich mehr belastet (18 zu 17 GW), allerdings sind die hierdurch entstehenden Auswirkungen auf das Netz vernachlässigbar.

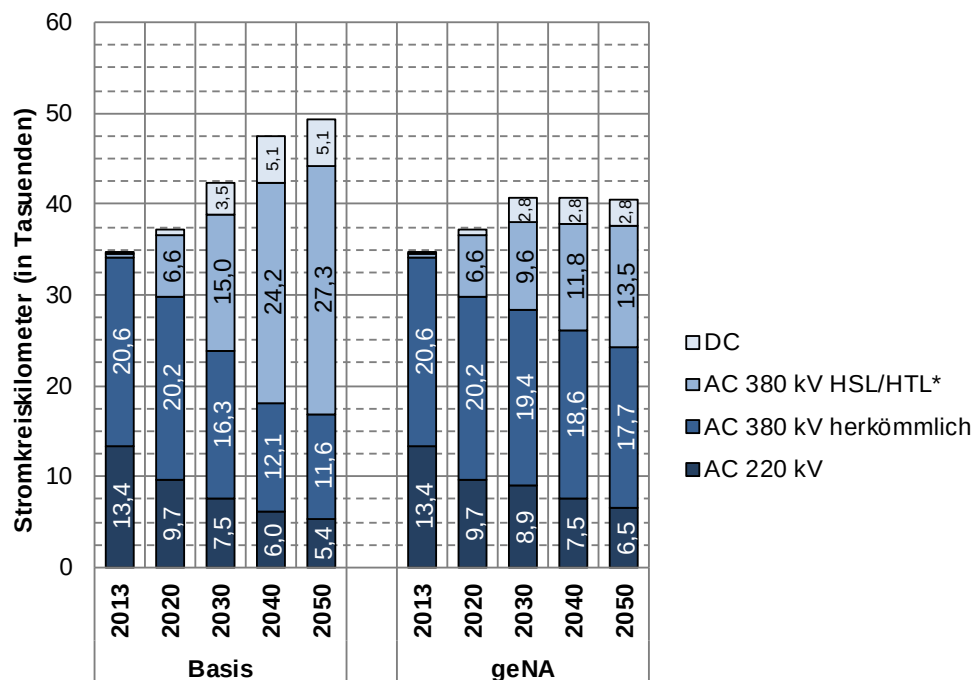
In 2050 fallen die Kurven der Szenarien hingegen deutlich auseinander. Während im *Basisszenario* Netzausbau zur Steigerung der Handelskapazitäten möglich ist und die Ausbauplanung von dieser Möglichkeit auch umfassend Gebrauch macht, verweilt das maximal mögliche Handelsvolumen im *geNA*-Szenario nahezu auf dem Niveau von 2020. Durch den exogen vorgegebenen Mindestnetzausbau erhöht sich dieses zwischen 2020 und 2030 lediglich leicht um 1,5 GW. Im *Basisszenario* wird bis 2050 darüber hinaus ein Ausbau der Handelskapazitäten in der Größenordnung von knapp 40 GW vorgenommen, weshalb die Anforderungen an das Übertragungsnetz im *Basisszenario* entsprechend deutlich ausgeprägter sind.

Im Vergleich zu 2020 ist ersichtlich, dass die vorhandenen Netzkapazitäten in 2050 im *geNA*-Szenario zwar deutlich umfassender genutzt werden – der Mittelwert des

stündlichen, unsaldierten Handelsflusses über die deutschen Außengrenzen steigt um 5 GW auf etwa 22 GW an – der maximale Austausch steigt aber entsprechend des begrenzten weiteren Ausbaus der Handelskapazitäten um lediglich 1,5 GW.

Umfang des Netzausbaus

Die deutlich unterschiedlichen Anforderungen an das Übertragungsnetz innerhalb der Szenarien spiegeln sich auch in dem Umfang der notwendigen Netzausbaumaßnahmen wider. In folgender Grafik sind für die beiden Szenarien die **in Betrieb befindlichen Stromkreiskilometer über den Betrachtungszeitraum differenziert nach Technologien** dargestellt.



* gemäß Annahmen berücksichtigen alle endogen ermittelten AC-Maßnahmen einen festgelegten Verkabelungsanteil, der in den hier dargestellten Kilometern enthalten ist

Abbildung 28: Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im *Basis*- und *geNA*-Szenario nach Technologien (HSL= Hochstromleiterseil, HTL= Hochtemperaturleiterseil)

Aufgrund der deutlich unterschiedlich zugelassenen Maßnahmen sind die Ergebnisse des Netzausbaus im Szenarienvergleich strukturell abweichend. Da im *geNA*-Szenario sowohl keine neuen Trassen als auch keine zusätzlichen Stromkreiskilometer außer den exogen vorgegebenen Maßnahmen umgesetzt werden

können, verweilt die Summe der insgesamt vorhandenen Stromkreiskilometer auf dem Niveau von 2030, während die Summe der in Betrieb befindlichen Stromkreiskilometer im *Basisszenario* bis 2050 stetig ansteigt. Dieser strukturelle Unterschied führt dazu, dass die Differenz der in 2050 im Betrieb befindlichen Stromkreiskilometer zwischen den Szenarien bei etwa 9.000 km liegt.

Erkennbar ist, dass nach 2030 im *geNA-Szenario* zwar kein Anstieg der insgesamt in Betrieb befindlichen Stromkreiskilometer mehr erfolgt, sich die technologische Zusammensetzung jedoch im Vergleich zu 2020 verändert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass gemäß Szenariodefinition auch im *geNA-Szenario* noch ein Ersatz bestehender AC-Stromkreise zugelassen ist und somit 220-kV- und herkömmliche 380-kV-Stromkreise durch 380-kV-Hochstrom-/Hochtemperaturleiter ersetzt werden (Maßnahmen der Kategorie C, siehe oben). Der Netzausbaumethodik folgend werden im *geNA-Szenario* keine weiteren DC-Verbindungen in Betrieb genommen.

In Abbildung 29 ist zum weiterführenden Vergleich der **Netzausbau je Dekade** unterschieden nach exogen vorgegebenen und endogen ermittelten Maßnahmen dargestellt. Zusätzlich erfolgt eine Differenzierung nach AC und DC.

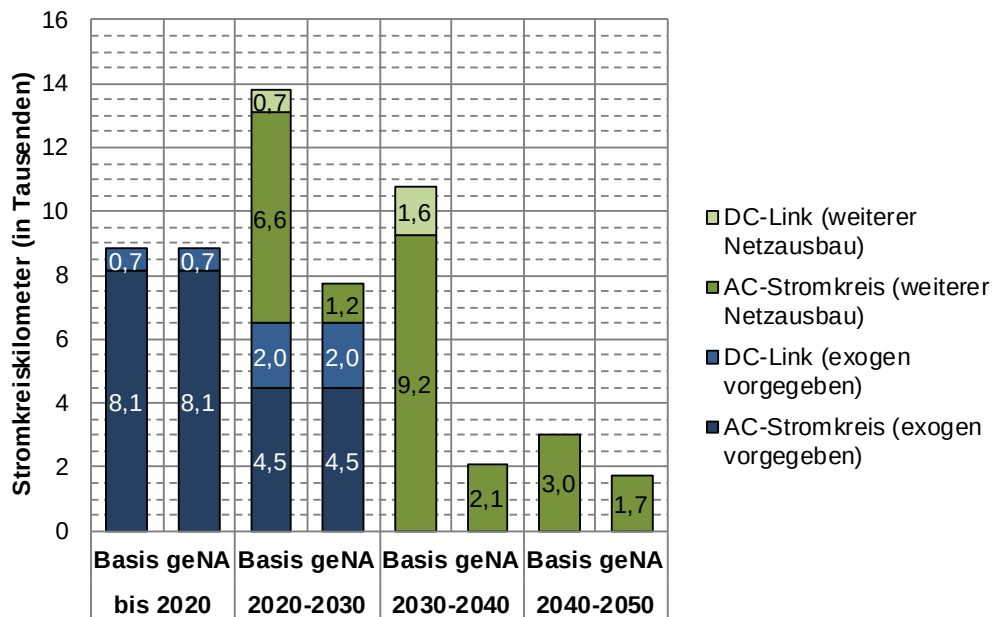


Abbildung 29: Gegenüberstellung des Netzausbaus im *Basis*- und *geNA*-Szenario

Der Vergleich verdeutlicht den entsprechend der Vorgabe für das *geNA*-Szenario deutlich geringeren endogenen Netzausbau in diesem Szenario. Bereits in der Dekade 2020 bis 2030 reduziert sich der endogene Netzausbau von 7.300 km im *Basis*szenario auf 1.200 km im *geNA*-Szenario. Hinzu kommen in dieser Dekade in beiden Szenarien jeweils 6.500 km exogener Netzausbau.

Auch in den folgenden Dekaden ist der Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen im *geNA*-Szenario im Vergleich zum *Basis*szenario deutlich geringer.

Kumuliert betrachtet werden bis 2050 im *geNA*-Szenario, einschließlich des exogen vorgegebenen Netzausbaus bis 2020, in Summe 20.500 Stromkreiskilometer verstärkt, wovon 5.000 km endogen ermittelte Verstärkungsmaßnahmen entsprechend Kategorie C (siehe Abschnitt 1.1) darstellen. Der kumulierte Netzausbau im *Basis*szenario beträgt in Summe 36.000 km und übersteigt diesen somit deutlich. Neben denselben exogen vorgegebenen Ausbaumaßnahmen in der Größenordnung von 15.400 km werden im *Basis*szenario weitere 21.100 km anstelle der nur etwa 5.000 km im *geNA*-Szenario verstärkt bzw. zusätzlich in Betrieb genommen.

Regionale Verteilung des Netzausbaus

Entsprechend fällt auch der **Netzausbau je Region** im *geNA-Szenario* deutlich geringer als im *Basisszenario* aus, wie folgender Darstellung entnommen werden kann (zur Einteilung Deutschlands in Regionen siehe Abbildung 32). Die Werte sind flächenspezifisch dargestellt, um Verzerrungen aufgrund der zum Teil stark unterschiedlichen Größe der Regionen zu vermeiden.

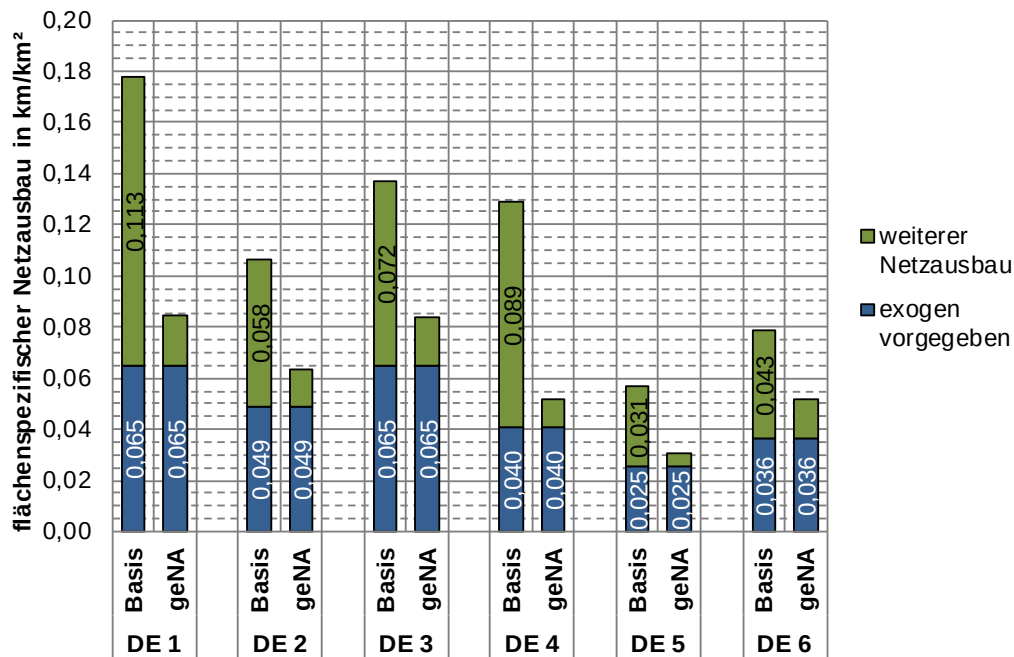


Abbildung 30: Gegenüberstellung der regionalen Verteilung des Netzausbaus im *Basis-* und *geNA-Szenario*

In allen Regionen liegt der endogen ermittelte Netzausbau im *geNA-Szenario* deutlich unter dem Netzausbau im *Basisszenario*. Da der Netzausbau ausschließlich zur Behebung lokaler Netzengepässe eingesetzt wird, diese sich wiederum über Gesamtdeutschland verteilen, gibt es lediglich geringe regionenspezifische Unterschiede zwischen der Höhe des jeweiligen Netzausbaus. Anders verhält es sich im *Basisszenario*, wo eine gezielte Erhöhung der Transportkapazität des Netzes insbesondere in den Regionen „DE 1“, „DE 3“ und „DE 4“ vorgenommen wird, der entsprechend den Umfang des Netzausbaus treibt. Relativ betrachtet werden im *geNA-Szenario* in Region „DE 6“ etwa 35 % des endogenen Netzausbauvolumens des *Basisszenarios* benötigt. In den anderen Regionen liegt dieser Wert lediglich zwischen 15 und 25 %.

Entwicklung der Netzkosten

Entsprechend liegen auch die **annuitätischen Netzkosten des Übertragungsnetzes** im *Basisszenario* deutlich über den Kosten im *geNA-Szenario*, wie folgender Grafik entnommen werden kann.

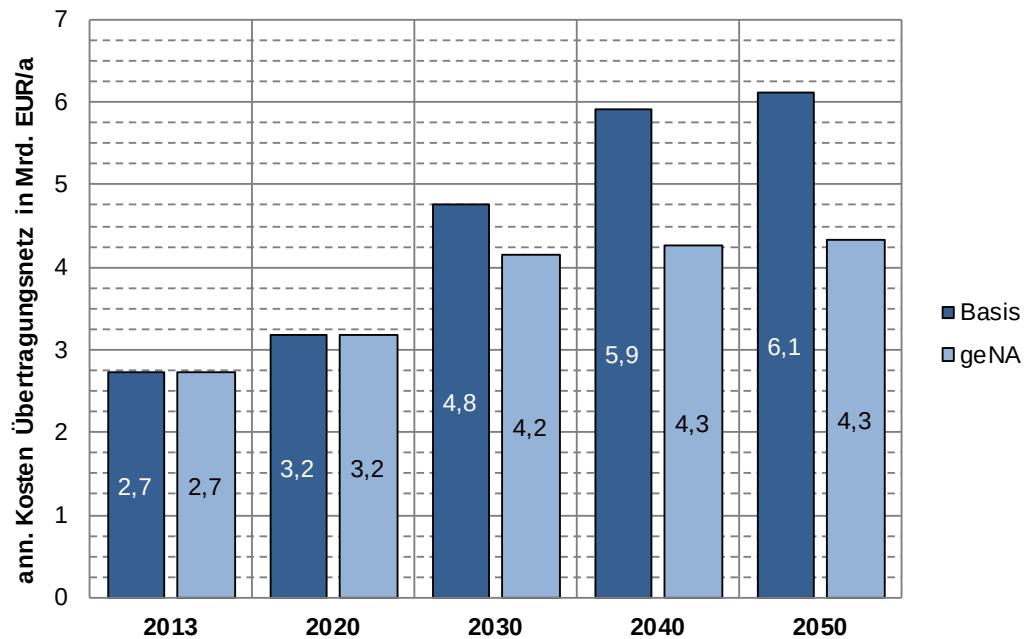


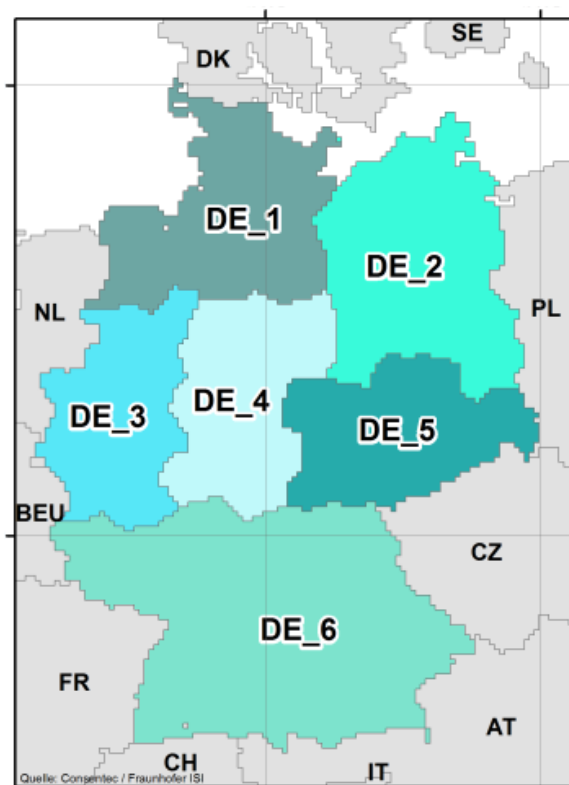
Abbildung 31: Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im *Basis*- und *geNA-Szenario*

In beiden Szenarien steigen die annuitätischen Netzkosten gegenüber heute deutlich an, liegen im *Basisszenario* aber bereits ab 2030 jeweils deutlich über den annuitätischen Kosten des *geNA-Szenarios*. Bis 2050 weitet sich diese Differenz weiter aus und beträgt etwa 1,8 Mrd. EUR pro Jahr.

Der Verlauf der annuitätischen Netzkosten im *geNa-Szenario* spiegelt gut den benötigten Umfang des Netzausbaus wider. Bis 2030 steigen die Netzkosten gegenüber der Referenz von 2013 deutlich um 53 % an und verweilen dann nahezu auf diesem Niveau. Dieser starke Anstieg ist zu einem Großteil auf die exogen vorgegebenen Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zurückzuführen. Zusätzlich wird unterstellt, dass eine endogene Verstärkung im *geNA-Szenario* ebenfalls zu einem gewissen Teil verkabelt wird. Somit führt auch ein 1:1-Ersatz bestehender Verbindungen zu einer systematischen Erhöhung der annuitätischen Netzkosten.

Vergleicht man die kumulierten Investitionskosten aus endogen ermittelten Netzausbaumaßnahmen der beiden Szenarien bis 2050, beträgt die Differenz etwa 32 Mrd. EUR (9 Mrd. EUR im *geNA-Szenario* gegenüber 41 Mrd. EUR im *Basisszenario*).

In beiden Szenarien ist darüber hinaus derselbe Investitionsbedarf für exogen vorgegebene Maßnahmen in der Größenordnung von etwa 26 Mrd. EUR notwendig.



(Hinweis: Im Rahmen der Modellierung des Übertragungsnetzes in *Enertile* erfolgt für das *geNA-Szenario* eine Einteilung Deutschlands in neun Zonen; die Ergebnisse in Kapitel 3 beziehen jedoch zur besseren Vergleichbarkeit auf die auch im *Basisszenario* verwendete Einteilung in sechs Zonen.)

Abbildung 32: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“

3.3 Deutsche Verteilungsnetze

Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung von in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen.

Auf der **Erzeugungsseite** sind vorrangig die EE-Technologien PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Onshore-Windenergieanlagen zu betrachten, da dies diejenigen EE-Technologien sind, die den weitaus überwiegenden Teil der in die Verteilungsnetze zu integrierenden Erzeugungsanlagen ausmachen. Die Summe der insgesamt in diesen EE-Anlagen installierten Erzeugungsleistung ist im *geNA-Szenario* mit knapp 190 GW deutlich größer als im *Basisszenario* mit ca. 145 GW. Während die in PV-Aufdachanlagen installierte Leistung mit 39 GW in beiden Szenarien gleich ist, sind im *geNA-Szenario* mit knapp 50 GW in PV-Freiflächenanlagen deutlich mehr installiert als im *Basisszenario* mit 30 GW. Ähnliches gilt für Windenergieanlagen: Im *geNA-Szenario* beträgt die installierte Leistung rund 100 GW und damit deutlich mehr als im *Basisszenario* mit ca. 75 GW.

Deutliche Unterschiede zeigen sich auch in der **regionalen Verteilung**, wie aus Abbildung 33 ersichtlich, in der die für das Jahr 2050 ermittelte installierte Leistung im Vergleich der beiden Szenarien dargestellt ist und zwar differenziert nach Regionen und nach den EE-Technologien PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Onshore-Windenergieanlagen (zur Einteilung Deutschlands in Regionen siehe Abbildung 32). Zur besseren Vergleichbarkeit mit dem *Basisszenario* wird hier der Regionenzuschnitt des *Basisszenarios* zugrunde gelegt, d. h. die drei im *geNA-Szenario* gesplitteten Regionen werden wieder aggregiert dargestellt, so dass hier insgesamt sechs Regionen betrachtet werden.

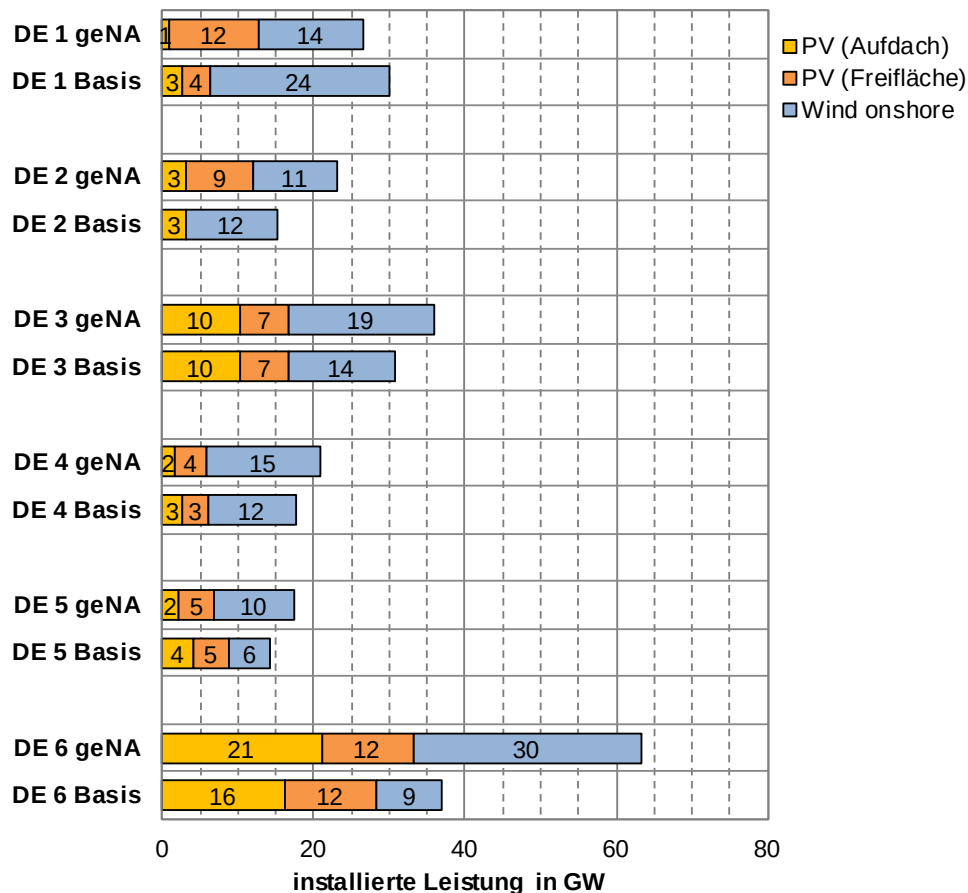


Abbildung 33: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis-* und *geNA-Szenario*)

Während die installierten Leistungen in den Regionen „DE 1“, „DE 3“, „DE 4“ und „DE 5“ in beiden Szenarien recht ähnlich sind, ist in der Region „DE 2“ und insbesondere in der Region „DE 6“ im *geNA-Szenario* deutlich mehr Leistung in EE-Anlagen installiert als im *Basisszenario*. Im Süden (Region „DE 6“) sind im *geNA-Szenario* deutlich mehr Windenergieanlagen vorhanden als im *Basisszenario*. In Region „DE 2“ ist der Unterschied in erster Linie auf Unterschiede bei den PV-Freiflächenanlagen zurückzuführen; während diese EE-Technologie im *Basisszenario* in Region „DE 2“ gar nicht eingesetzt wird, sind im *geNA-Szenario* knapp 10 GW in diesen Anlagen vorhanden.

Die in PV-Aufdachanlagen installierte Leistung liegt im *Basisszenario* in allen Regionen unterhalb der Netzausbauschwellen (siehe Abschnitt 1.1). Im *geNA-Szenario* werden die Schwellen in den Regionen „DE 1“ bis „DE 5“ ebenfalls nicht, hingegen in Region „DE 6“ deutlich überschritten.

Im *Basisszenario* ist der überwiegende Teil der Windenergieanlagen in Orientierung am Dargebot im Norden und, jedoch in deutlich geringerem Umfang, in der Mitte Deutschlands zu finden. Der größte Teil der in PV-Anlagen installierten Leistung steht im *Basisszenario* im Süden. Anders im *geNA-Szenario*: Hier findet sich (aufgrund der Beschränkungen des Übertragungsnetzausbaus) eine ausgeglichene Verteilung der EE-Technologien mit im Vergleich zum *Basisszenario* deutlich mehr Leistung in Windenergieanlagen auch im Süden Deutschlands und mehr Leistung in PV-Anlagen im Norden. Grund für die höhere installierte Leistung sind einerseits die niedrigeren Volllaststunden insbesondere der Windenergieanlagen im Süden. Hinzu kommt andererseits, dass in diesem Szenario insgesamt mehr EE-Strom in Deutschland in 2050 erzeugt wird als im *Basisszenario*.

Mit Blick auf Unterschiede in der absoluten Höhe der je Region installierten Leistung ist zu beachten, dass auch die Größe der einzelnen Regionen stark unterschiedlich ist. Nachfolgend findet sich daher eine flächenspezifische Darstellung der regionalen Verteilung der installierten Leistung. Sie dient dazu, den Umfang der installierten Leistung im Vergleich der Regionen vornehmen zu können, und zwar bereinigt um die unterschiedliche Größe der Regionen. Vereinfachend kann diese Darstellung auch als grobe Näherung für die Höhe der installierten EE-Leistung im Verhältnis zur Last herangezogen werden. Jedenfalls steigt die Last mit steigender Fläche, wenngleich im Vergleich verschiedener Gebiete, näherungsweise gleicher Fläche, zum Teile große Unterschiede in der Lastdichte vorliegen können, etwa im Vergleich städtischer / industriell geprägter Gebiete und ländlicher Gebiete.

Aus einem Vergleich der **flächenspezifischen installierten Leistungen** in Abbildung 34 ist zum Beispiel ersichtlich, dass die Leistungsdichte aller EE-Anlagen im *geNA-Szenario* mit ca. 400 kW/km² in Region „DE 6“ trotz der dort insgesamt in EE-Anlagen installierten Leistung von mehr als 60 GW niedriger ist als in Region „DE 1“, in der insgesamt nur rund 25 GW installiert sind, mit knapp 700 kW/km². Folglich sind auch die EE-verursachten Anforderungen an die Verteilungsnetze in Region „DE 6“ geringer als in Region „DE 1“. Die größten Anforderungen sind gemäß dieser Darstellung in beiden Szenarien in den Regionen „DE 1“ und „DE 3“ zu erwarten. Zudem ist zu erkennen, dass die Anforderungen im *geNA-Szenario* mit Ausnahme von Region „DE 1“ in allen Regionen höher sind als im *Basisszenario*. Die größten Unterschiede zwischen den Szenarien finden sich in den Regionen „DE 2“ und „DE 6“.

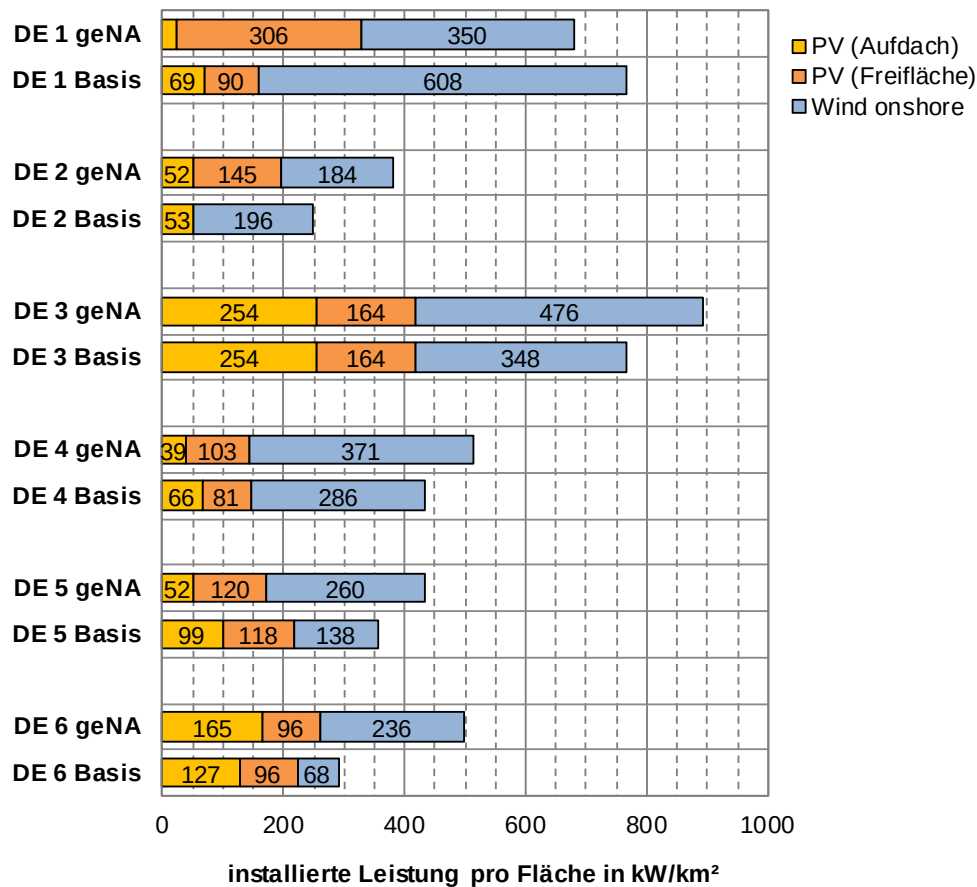


Abbildung 34: Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis-* und *geNA-Szenario*)

Die **Entwicklungen auf der Lastseite** sind hingegen in beiden Szenarien näherungsweise gleich. Es ergibt sich im *geNA-Szenario* eine Lastzunahme von heute gut 80 GW auf ca. 101 GW in 2050; im *Basisszenario* steigt die Last in etwas stärkerem Umfang auf ca. 105 GW. Ursachen hierfür sind in beiden Szenarien im Wesentlichen eine deutliche Zunahme des Einsatzes von Strom-Wärmepumpen und ein erheblicher Zuwachs im Bereich Elektromobilität. Der Unterschied in der Spitzenlast zwischen beiden Szenarien ist auf einen anderen Einsatz der flexiblen Lasten, nicht aber auf unterschiedliche installierte Leistungen zurückzuführen.

Wie nähere Betrachtungen zeigen, vollzieht sich der Lastanstieg in beiden Fällen mehr oder weniger gleichmäßig über Gesamtdeutschland, so dass stark ausgeprägte regionale Unterschiede, wie sie auf der Erzeugungsseite zu beobachten sind, auf der Lastseite nicht zu verzeichnen sind. Insofern ergeben sich deutsch-

landweit in beiden Szenarien ein eher gleichmäßiger, auf den Lastzuwachs zurückzuführender Netzausbau und ein regional stark unterschiedlicher, EE-getriebener Netzausbau.

Entwicklung der Netzkosten

Als Ergebnis der Analysen zum erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze ist in Abbildung 35 zunächst die **Entwicklung der annuitätischen Netzkosten** aller Verteilungsnetzebenen für Gesamtdeutschland über den Betrachtungszeitraum im Vergleich der beiden Szenarien dargestellt.

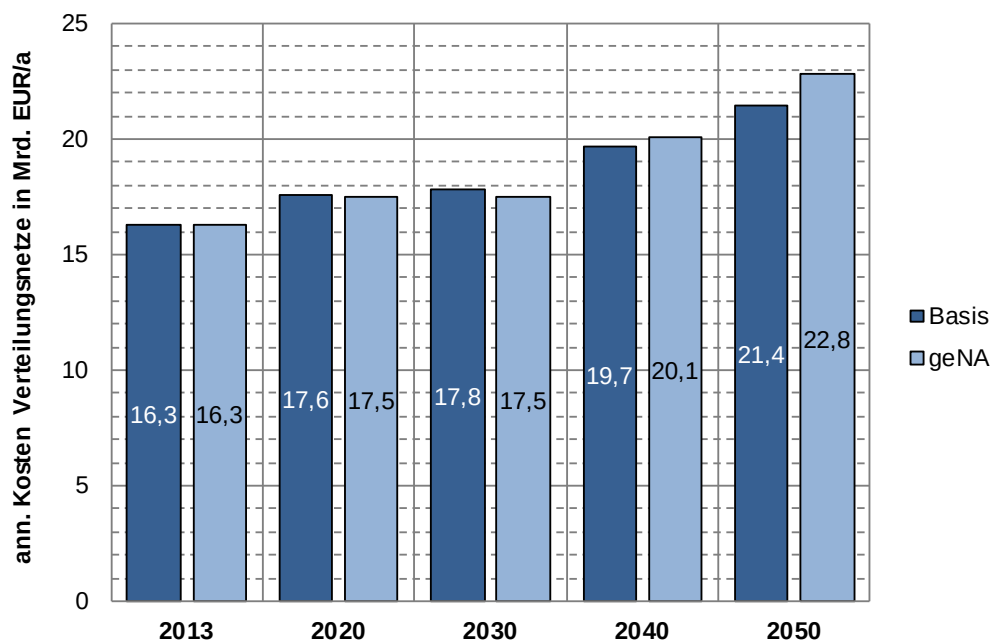


Abbildung 35: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich (*Basis*- und *geNA*-Szenario)

Es zeigt sich bis zum Jahr 2040 in beiden Fällen ein ähnlicher Anstieg der Netzkosten auf ca. 20 Mrd. EUR/a, ausgehend von gut 16 Mrd. EUR/a im Jahr 2013, was einem Anstieg um rund 20 % entspricht. Dass die Kostenunterschiede im Vergleich bis 2040 eher gering sind, liegt daran, dass der den Netzausbau maßgeblich treibende Lastanstieg bis dahin sehr ähnlich ist. Zudem sind auch beim EE-Zubau bis dahin bei Windenergieanlagen und bei PV-Aufdachanlagen nur geringe und auch bei PV-Freiflächenanlagen vergleichsweise moderate Unterschiede zu verzeichnen. Erst danach treten deutliche Unterschiede im Vergleich der beiden Szenarien auf. Während die Kosten im *Basisszenario* bis zum Jahr 2050 um ca. 30 %

gegenüber heute ansteigen, liegt der Anstieg im *geNA-Szenario* mit ca. 40 % deutlich darüber.

Auffallend ist, dass der Kostenanstieg bis 2050 vor allem im *Basisszenario* in etwa dem relativen Lastanstieg um gut 30 % (von 80 GW auf 105 GW) entspricht, allerdings deutlich niedriger ist als der relative Anstieg der EE-Leistung. Zum einen ist zu beachten, dass der Lastanstieg, wie bereits oben erwähnt, mehr oder weniger gleichmäßig in allen Regionen erwartet wird, so dass letztlich auch mehr oder weniger alle Netze hiervon betroffen sind. Hingegen tritt der EE-Zubau in teilweise hoher räumlicher Konzentration auf, so dass nur ein Teil der Netze deswegen ausgebaut werden muss. Zum anderen ist zu beachten, dass die für die Netzauslegung relevanten Treiber je nach Netzebene unterschiedlich sind und diese Treiber in unterschiedlicher Weise vom Anstieg im Bereich Last und EE-Erzeugung betroffen sind.

Erforderlicher Netzausbau und wesentliche Treiber

Es sind verschiedene Gründe dafür verantwortlich, dass der Netzkostenanstieg auf Verteilungsnetzebene im *geNA-Szenario* deutlich höher ausfällt als im *Basisszenario*. Ein wesentlicher Grund liegt darin, dass die flächenspezifischen EE-Leistungen in allen Regionen außer in Region „DE 1“ im *geNA-Szenario* – wie zuvor dargestellt – deutlich höher sind als im *Basisszenario*.

Für ein tiefergehendes Verständnis der Zusammenhänge seien nachfolgend die für die Netzauslegung relevanten Treiber erläutert, die je nach Netzebene unterschiedlich sind. Wesentliche Zusammenhänge sind:

- Leitungsebenen – dies sind die Ebenen Niederspannung (auch als Netzebene 7 bezeichnet), Mittelspannung (Netzebene 5) und Hochspannung (Netzebene 3): Die Auslegung dieser Leitungsebenen wird im Wesentlichen von der räumlichen Verteilung der Netzanschlüsse, also der Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Umspannwerke sowie der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen determiniert. Die insgesamt benötigte Leitungslänge wird maßgeblich bestimmt von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz. Demgegenüber hat die an den Netzanschlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse errichteten Leitungen grundsätzlich eine Mindestkapazität aufweisen, die in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit wird erst bei starken Zunahmen der Leistungsanforderungen der

Einsatz eines leistungstärkeren Leitungstyps oder einer parallelen Leitung erforderlich. Der hiermit verbundene Kostenanstieg ist deutlich unterproportional zur Leistungssteigerung.

- Umspannebenen – dies sind die Transformatorebenen als Kopplung zwischen den zuvor genannten Leitungsebenen, also die MS/NS-Umspannebene (auch als Netzebene 6 bezeichnet), die HS/MS-Umspannebene (Netzebene 4) und die HöS/HS-Umspannebene (Netzebene 2): Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an das jeweilige Umspannwerk oder die jeweilige Netzstation sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse sich diese Höchstleistung verteilt. Der Kostenanstieg in den Umspannebenen kann näherungsweise als direkt proportional zu einem Anstieg der Höchstleistung angesehen werden.
- Eine Zunahme der Last wirkt grundsätzlich direkt auf den notwendigen Netzausbau. Dies liegt daran, dass den Verteilungsnetzanalysen grundsätzlich die Annahme zugrunde liegt, dass die bestehenden Netze weit überwiegend auf die heutige Last hin dimensioniert sind und allenfalls punktuell Reserven für Lastanstiege aufweisen (vgl. Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2, „Verteilungsnetze“).
- Der EE-Zubau führt hingegen erst dann zu einem Netzausbau, wenn die in einem Netzgebiet vorhandene EE-Leistung so hoch ist, dass sie unter Berücksichtigung der Last zu Rückspeisungen führt und diese in einer dimensionierungsrelevanten Höhe liegen. Der Punkt, ab dem dies erreicht ist, hängt von verschiedenen Aspekten ab:
 - o Höhe der Last in dem betreffenden Netzgebiet: Hier besteht ein mittelbarer Zusammenhang mit der EE-Technologie: So findet der Zubau von PV-Aufdachanlagen in Gebieten statt, in denen auch Lasten in signifikantem Umfang vorhanden sind, während der Zubau von PV-Freiflächenanlagen und insbesondere auch der von Windenergieanlagen oftmals in Gebieten stattfindet, in denen lokal kaum Lasten vorhanden sind.
 - o Charakteristik der EE-Einspeisung: Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen ist zur Mittagszeit maximal, also zu Zeiten, in denen die Last tendenziell hoch ist. Hingegen kann die Einspeiseleistung von Windenergieanlagen auch in Nachtstunden zu Zeiten sehr niedriger Last hoch sein. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist.

- o Räumliche Verteilung des EE-Ausbaus: Ein räumlich gleichmäßiger EE-Ausbau führt tendenziell zu geringerem Netzausbau, da die Schwelle, oberhalb derer ein Netzausbau erforderlich ist, dann später erreicht wird als bei einem lokal/regional konzentrierten EE-Ausbau.
- o Die Möglichkeit zu einem begrenzten Einsatz des Einspeisemanagements im Rahmen der sog. „Spitzenkappung“ erlaubt, dass Netze nicht auf die maximalen Einspeisespitzen des EE-Kollektivs ausgelegt werden müssen. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz des Gesamtsystems ist aber eine energetische Begrenzung des Einspeisemanagements sinnvoll. Im Rahmen dieser Studie wird eine Begrenzung der Spitzenkappung auf 3 % der jährlichen Einspeisemenge einer EE-Anlage als Proxy für ein volkswirtschaftlich effizientes Einspeisemanagement unterstellt. Diese Grenze erlaubt bei PV-Anlagen aufgrund der geringeren Volllaststundenzahlen eine stärkere Reduktion der maximalen Einspeiseleistung als z. B. bei Wind-Onshore-Anlagen. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist. Denkbar wäre grundsätzlich, das Einspeisemanagement nicht, wie in dieser Studie umgesetzt, auf die Begrenzung der Einspeiseleistung der Einzelanlagen, sondern auf die Begrenzung der Summeneinspeisung des gesamten Kollektivs der im betreffenden Netzbereich relevanten Erzeugungsanlagen auszulegen. Wie in Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgroßen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“, ausgeführt, wurde aus Komplexitätsgründen hierauf verzichtet. Nicht zuletzt würden bei der praktischen Umsetzung einer solcher Form des Einspeisemanagements durch die Netzbetreiber auch allenfalls Näherungslösungen realistisch erscheinen. Nichtsdestotrotz ist damit der ermittelte Netzausbau im Hinblick auf diesen Effekt als obere Abschätzung zu verstehen.
- Lastzuwachs und EE-Anstieg können sich – sofern sie lokal/regional zusammentreffen – teilweise gegenseitig kompensieren und somit zu einem etwas geringeren Netzausbau führen, als es bei jeweils separater Betrachtung des Lastzuwachses und des EE-Anstiegs der Fall wäre.

Die Auswirkungen dieser Effekte sind in einer nach **Netzebenen differenzierten Darstellung der Entwicklung der Netzmengen** gut ersichtlich. Eine solche findet sich in Abbildung 36 im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050. Der Begriff Netzmengen steht in den Leitungsebenen, also den Netzebenen 7 (NS), 5

(MS) und 3 (HS) für Leitungs-/Trassenlängen und in den Netzebenen 6 (MS/NS), 4 (HS/MS) und 2 (HöS/HS) für die Zahl der Stationen/Umspannwerke. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind die Netzmengen normiert auf die heutigen Werte (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgroößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“) dargestellt.

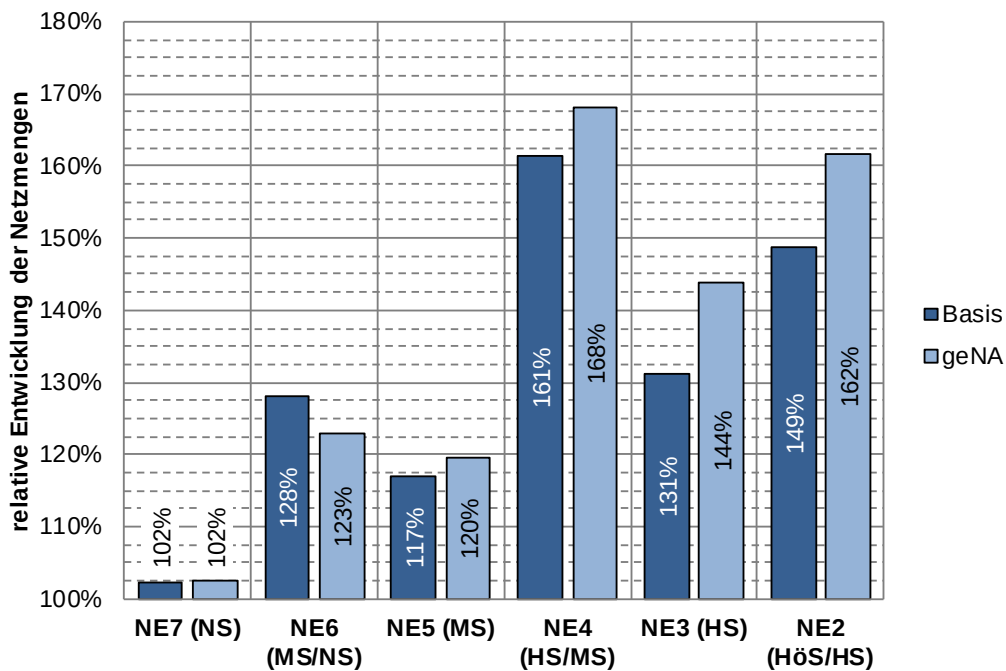


Abbildung 36: Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich (Basis- und geNA-Szenario)

Der Netzmengenzuwachs ist in beiden Szenarien in der Netzebene 4 am größten und liegt sogar oberhalb desjenigen der Netzebene 2. Ferner zeigt sich im Vergleich der verschiedenen Netzebenen in beiden Fällen ein tendenziell größerer Netzmengenanstieg in den Umspannebenen als in den Leitungsebenen, was auf die zuvor beschriebenen Zusammenhänge der je nach Netzebene unterschiedlichen Treiber für die Netzdimensionierung zurückzuführen ist. Dass in beiden Fällen in der Netzebene 7 praktisch kein Anstieg zu verzeichnen ist, ist auf die Annahme zurückzuführen, dass Erzeugungsanlagen und neue Verbraucher mit Anschluss in Netzebene 7 (im Wesentlichen PV-Dachflächenanlagen, Wärmepumpen und Elektromobilität) in aller Regel „hinter“ einem bereits vorhandenen Netz-/Hausanschluss angeschlossen werden, so dass grundsätzlich keine zusätzlichen Leitungstrassen im Netz der allgemeinen Versorgung erforderlich werden. Etwaige leistungsbedingte Leitungsverstärkungen, die in der Praxis häufig in Form von

Querschnittserhöhungen vorgenommen werden, führen im Allgemeinen nicht zu einer Zunahme der Leitungs-/Trassenlänge.

Aus dem Vergleich der beiden Szenarien wird zudem ersichtlich, dass der Ausbaubedarf im *geNA-Szenario* insbesondere in den Netzebenen 2 und 3 signifikant höher ist als im *Basisszenario* und etwas weniger ausgeprägt in der Netzebene 4. Dies ist eine Folge der im *geNA-Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario* deutlich größeren Leistungsdichte der ins Netz zu integrierenden EE-Anlagen, deren Leistung letztlich ab der Netzebene 3 vollständig und in der Netzebene bereits 4 umfangreich wirksam werden. Demgegenüber ist der Netzausbau in der Netzebene 6 im *Basisszenario* höher als im *geNA-Szenario*, was auf den im *Basisszenario* größeren Lastanstieg zurückzuführen ist. Die Überschreitung der Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen im *geNA-Szenario* wirkt in erster Linie auf den Netzausbau oberhalb der Netzebene 5. In Netzebene 6 sind die PV-Aufdachanlagen hier nicht Netzausbau treibend.

Regionale Unterschiede

In Abbildung 37 werden schließlich die **annuitätischen Netzkosten differenziert nach Regionen** im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt, wobei hier zur besseren Vergleichbarkeit wiederum der Regionenzuschnitt des *Basisszenarios* zugrunde gelegt wird.

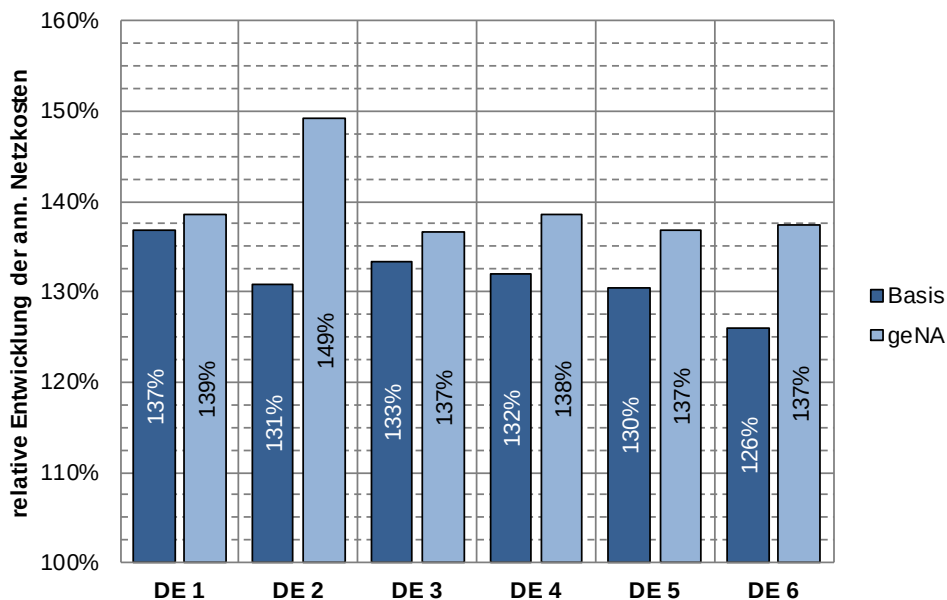


Abbildung 37: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Basis-* und *geNA-Szenario*)

Hier bestätigt sich zunächst die obige Feststellung der im *geNA-Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario* deutlich höheren Anforderungen an die Netze in den Regionen „DE 2“ und „DE 6“. In den Regionen „DE 3“ bis „DE 5“ liegen die Netzkosten im *geNA-Szenario* ebenfalls erwartungsgemäß höher als im *Basisszenario*. Auffallend ist allerdings, dass die Netzkosten auch in Region „DE 1“ im *geNA-Szenario* höher sind als im *Basisszenario*, obwohl die insgesamt in EE-Anlagen installierte Leistung hier geringer ist. Zu erklären ist der Kostenanstieg damit, dass im *geNA-Szenario* in dieser Region deutlich mehr PV-Freiflächenanlagen in Gebieten mit niedriger Lastdichte errichtet werden als im *Basisszenario*, so dass der Ausbaubedarf früher einsetzt und zudem mehr Netzebenen umfasst als der Ausbaubedarf im *Basisszenario*, in dem mehr Leistung in Windenergieanlagen installiert ist¹¹. Gleichzeitig verursachen die im *Basisszenario* in Region „DE 1“ in größerem Umfang zugebauten PV-Aufdachanlagen wegen der Einhaltung der Netzausbauschwellen keinen Netzausbau.

Rund 18 %-Punkte des Kostenanstiegs werden im *geNA-Szenario* in allen Regionen durch den Lastanstieg verursacht. Im *Basisszenario* ist es mit ca. 20 %-Punkten etwas mehr. Der darüberhinausgehende Kostenanstieg ist auf den in den beiden Szenarien deutlich unterschiedlichen EE-Zubau zurückzuführen.

Die hier dargestellten relativen Veränderungen der annuitätischen Netzkosten können in grober Näherung als Indikator für Veränderungen der bei der heutigen Netzentgeltsystematik ausschließlich von den Endverbrauchern zu entrichtenden Netznutzungsentgelte herangezogen werden.

¹¹ PV-Freiflächenanlagen werden ausschließlich als in Netzebene 5 angeschlossen angenommen, so dass Netzebene 5 und alle überlagerten Netzebenen bis zur Ebene 2 ausgebaut werden müssen, während Windenergieanlagen zu einem großen Teil als in Netzebene 3 angeschlossen angenommen werden, so dass für diese Anlagen nur die Netzebenen 3 und 2 ausgebaut werden müssen.

4 Kosten des Stromsystems - geNA-Szenario und Vergleich zum Basisszenario

4.1 Ansatz zur Kostenermittlung

Wie im Berichtsmodul 3 „Referenzszenario und Basisszenario“ in Abschnitt 8.5.1, „Kostendefinition und Berechnungsmethodik“ dargelegt wird, ist die Berechnung der Kosten bzw. der Differenzkosten des Energiesystems aus unterschiedlichen Gründen nicht trivial. Für das Stromsystem ist die Berechnung in gewisser Weise einfacher als für die Nachfragesektoren: Es wird nur ein einziges, homogenes Gut betrachtet und alle für dessen Bereitstellung relevanten Infrastrukturen werden in den eingesetzten Modellen abgedeckt. Das eingesetzte Optimiermodell *Enertile* minimiert die Kosten des Stromsystems, so dass die anfallenden Kosten integraler Bestand der Modelllogik sind. Im Weiteren werden nur die folgenden Kosten betrachtet:

- spezifische Investitione,
- Kosten für Wartung und Instandhaltung
- variable Kosten inkl. der Brennstoffkosten

Diese Kosten werden, soweit relevant, für alle abgebildeten Infrastrukturen (Erzeugung, Netze und Speicher) abgebildet. Weitere, im weiteren Sinne mit dem Stromsystem verbundene Kosten, z. B. volkswirtschaftliche Effekte durch geänderte Strompreise, werden nicht betrachtet. Steuern und CO₂-Preise sind in der hier angewendeten Methodik keine Kosten und werden daher nicht betrachtet.

Die spezifischen Kosten der modellendogen ausgebauten Technologien sind im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“ dargestellt; die Kosten können direkt aus den Modellergebnissen abgeleitet werden. Einige Kosten sind im Modell jedoch nicht explizit abgebildet, da das Modell keine Entscheidungen treffen kann, welche diese Kosten beeinflussen würden. Dies gilt z. B. für Wasserkraft: Diese Technologie wird in allen Szenarien nicht weiter ausgebaut, so dass das Modell keine Entscheidungen treffen muss und somit keine Kostendaten benötigt; hierzu werden entsprechenden Annahmen getroffen.

Die Kosten des derzeit existierenden EE-Anlagenbestands werden anhand der Daten über die Vergütungen im Rahmen des EEG abgeschätzt. Für die Kosten der existierenden fossilen Kraftwerke werden Werte veranschlagt, die sich im Einklang mit den zukünftigen Kostenerwartungen befinden (siehe Berichtsmodul 2

„Modelle und Modellverbund“). Für Braun- und Steinkohlekraftwerke beispielsweise, für die kein nennenswertes zukünftiges Lernen bei spezifischen Kosten angenommen wird¹², entsprechen die spezifischen Kosten der existierenden Kraftwerke den zukünftigen Kosten.

Bei KWK-Kraftwerken werden die Kosten analog zur „Finnischen Methode“ aufgeteilt; die Methode teilt den Primärenergiebedarf bilanziell auf den erzeugten Strom und die erzeugte Wärme auf. Die sich dadurch ergebenden Faktoren werden in dieser Studie auch zur Aufteilung der Kosten verwendet. Werden nach der Methode beispielsweise 60 % des Brennstoffbedarfs Strom zugeschrieben, so entfallen auch 60 % der variablen und fixen Kosten auf den erzeugten Strom.

Jenseits dieser relativ gut abschätzbaren Kosten ergibt sich eine methodische Herausforderung bei der Bewertung der Stromimporte und -exporte. Durch die in den Szenarien teilweise hohen Importe und Exporte ist die dabei verwendete Methodik für das Gesamtergebnis recht bedeutsam. Das Modell betrachtet mit dem Stromsystem ein stark vernetztes System, in dem durch bestimmte Komponenten und deren Einsatz Kosten entstehen. Die Frage, welcher Anteil davon auf Deutschland entfällt, lässt sich nicht endgültig klären. Für Strom, der durch Handel eine Grenze überschreitet, sind viele Aspekte interpretationsoffen:

- Welcher Strommix wird exportiert? Dies könnte z. B. der durchschnittliche Erzeugungsmix in der jeweiligen Stunde oder die Erzeugung der unter Kostengesichtspunkten marginalen Kraftwerke sein.
- Sind variable Kosten oder Vollkosten der Kraftwerke relevant?
- Welcher Teil der Kosten der weiteren Infrastrukturen wie Übertragungsnetze und Stromspeicher wird „mitexportiert“?
- Wie wird die Durchleitung von Strom erfasst und berücksichtigt?

Zur Bewertung der Kosten von grenzüberschreitenden Stromflüssen sind unterschiedliche Berechnungsweisen anwendbar, die letzten Endes aber immer in gewisser Weise willkürlich sind.

Im Rahmen dieser Studie wird auf die stündlichen Schattenkosten der Stromnachfrage nebenbedingung des jeweils exportierenden Landes zurückgegriffen. Die sog. „dualen Variablen“ werden vom Lösungsalgorithmus des Modells für alle Nebenbedingungen ausgewiesen. Für die Stromnachfrage stellen sie die marginalen Kosten der Deckung der Nachfrage in der jeweiligen Stunde dar. Importiert Deutschland Strom, ergeben sich die Kosten aus der Multiplikation der importierten

¹² Geringfügiges Lernen findet allerdings bei den Wirkungsgraden statt.

Menge mit den Schattenkosten des jeweiligen Exporteurs. Exportiert Deutschland hingegen, entstehen Erlöse in Höhe des Produkts der Schattenkosten der exportierenden Region in Deutschland und der Menge. Die Methodik erfasst durch die stundenscharfe Betrachtung auch die Tatsache, dass Länder tendenziell eher in Überschussstunden und damit verhältnismäßig günstig Strom exportieren.

Dieses Vorgehen stellt in den anderen Szenarien eine zweckmäßige Bewertung dar. Im *geNA-Szenario* stößt die Methodik jedoch an ihre Grenzen. Wie in den vorangegangenen Kapiteln schon mehrfach dargestellt, ist die starke Beschränkung des Übertragungsnetzausbaus bei gleichzeitig sehr niedriger Emissionsbegrenzung für die eingesetzten Modelle sehr herausfordernd. Das zentrale Problem bei der Gestaltung des *geNA-Szenarios* ist, dass beim Design zwischen einer stark infrastrukturorientierten Vorgehensweise oder einer stark kostenorientierten Vorgehensweise gewählt werden muss. Das Design des *geNA-Szenarios* ist auf eine möglichst hohe Aussagekraft bezüglich der Infrastrukturen in Deutschland ausgelegt. Dadurch bilden sich in Deutschland und dem europäischen Ausland sehr unterschiedliche Schattenpreise für CO₂. Dieser grundsätzliche Effekt lässt einen seriösen Vergleich der Gesamtkosten für Deutschland nicht zu, da eine konsistente ökonomische Bewertung der Stromhandelsmengen über die deutsche Grenze hinweg kaum möglich ist.

Dieses Problem wird dadurch verschärft, dass die Länder des europäischen Auslands einfacher abgebildet sind und dabei weniger Optionen haben, die Netzbeschränkung anderweitig zu kompensieren; so können z. B. nur in Deutschland Power-to-Heat-Optionen modellendogen ausgebaut werden. Bei den Schattenkosten der Nachfrage, die als Kostenindikator für den grenzüberschreitenden Strom dienen, führt dies zu Verzerrungen, die am Beispiel Frankreichs verdeutlicht werden sollen. Die durchschnittlichen Schattenkosten sind im *geNA-Szenario* erwartungsgemäß in Frankreich, wie in allen Ländern, höher als im *Basisszenario*, in einigen Ländern sogar um Faktoren. Dies entspricht den Erwartungen: In vielen Stunden, in denen im *Basisszenario* über die Netze Strom aus Nachbarländern importiert werden konnte, werden im *geNA-Szenario* stattdessen deutlich teurere Optionen zur Deckung der Nachfrage genutzt. Die Stromversorgung ist im *geNA-Szenario* insgesamt teurer. In Frankreich müssen im *geNA-Szenario* zusätzlich mehr EE-Anlagen errichtet werden als im *Basisszenario*. Diese führen in Kombination mit den Kernkraftwerkskapazitäten aber auch zu vielen Stunden mit negativer Residuallast. In Deutschland können über die Sektorkopplung die Integrationsmöglichkeiten für Strom erhöht werden, in Frankreich aber jenseits des Speicherausbaus nicht. In den Stunden mit EE-Überschuss fallen die Schattenkosten

daher auf sehr niedrige Werte; eine geringere Nachfrage würde die Kosten des Modells nicht senken. Der Strom hat in Frankreich in diesen Stunden einen sehr niedrigen Wert. Diesen Strom exportiert das Modell dann nach Deutschland. Der importierte Strom ist also sehr günstig.

Bei einem Export nach Frankreich ist der Strom jedoch selten so günstig. In Deutschland könnte das Modell den Strom in vielen Stunden z. B. über Power-to-Heat in den Wärmesektor überführen. Schattenkosten von Null bzw. sehr niedrige Werte kommen also selten vor. Der nach Frankreich exportierte Strom ist also deutlich teurer als der importierte Strom. Diese Verzerrung nimmt große Ausmaße an: Für Deutschland ergeben sich trotz eines Nettoimports von 23,5 TWh in 2050 bilanziell Erlöse von 2,5 Mrd. EUR. Dieser Wert stellt aus Sicht der Autoren für dieses Szenario keine sachgerechte Bewertung dar. Er zeigt vielmehr, dass mit dem eingesetzten Modellinstrumentarium die Herausforderungen, die sich durch den begrenzten Netzausbau außerhalb Deutschlands ergeben, nicht detailliert genug dargestellt werden. Dies wiederum macht eine sachgemäße Bewertung der Kosten des importierten Stroms in diesem extremen Szenario unmöglich.

In Tabelle 11 bzw. Abbildung 38 werden die weiteren Kosten dennoch wie für die anderen Szenarien zu Vergleichszwecken dargestellt. Auf die Darstellung der Kosten bzw. Erlöse der Handelsbilanz, die Gesamtkosten sowie die spezifischen Kosten wird aus den genannten Gründen verzichtet.

Tabelle 11: Kosten des deutschen Stromsystems im *geNA*-Szenario in Mio. EUR₂₀₁₀

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	6.675	2.919	0	0	0
Steinkohle	4.000	9.482	4.138	2.543	1.236
Braunkohle	3.336	3.394	2.521	1.062	0
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0
Erdgas	3.215	3.695	8.005	7.593	8.095
Andere Fossile	1.637	241	201	188	173
Wind-Onshore	7.448	7.830	5.687	10.371	15.306
Wind-Offshore	256	3.021	6.502	5.875	5.242
PV	7.751	9.702	9.133	6.472	6.967
Biomasse	6.323	7.498	6.758	5.130	3.277
Wasserkraft u.a. EE	1.005	1.085	1.085	1.085	1.085
Export/Import	Nicht sachgemäß bewertbar.				
Speicher	654	688	688	688	703
Übertragungsnetz	2.725	3.172	4.161	4.254	4.333
Verteilungsnetz	16.314	17.582	17.601	19.931	22.800
Gesamtsumme	Nicht sachgemäß bewertbar.				
Endenergienachfrage [TWh]	520	494	472	518	600
Spez. Kosten [EUR/MWh]	Nicht sachgemäß bewertbar.				

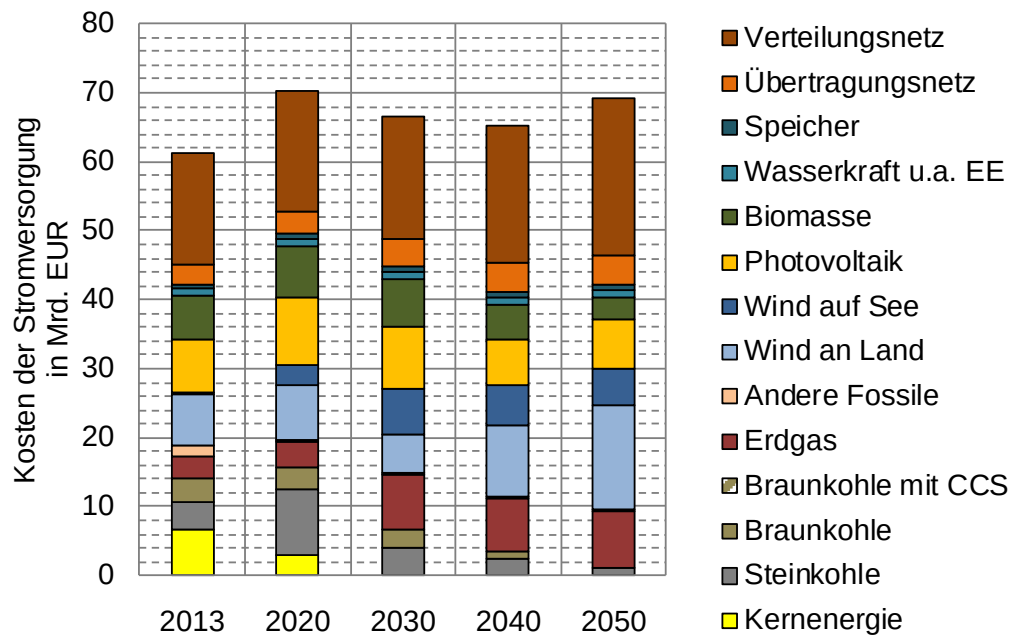


Abbildung 38: Kosten des deutschen Stromsystems im *geNA-Szenario* in Mrd. EUR 2010

Tabelle 12: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *geNA-Szenario*

	2013	2020	2030	2040	2050
Fossil-nuklear	100 %	105 %	79 %	60 %	50 %
Erneuerbare Energien	100 %	128 %	128 %	127 %	140 %
Netze	100 %	109 %	114 %	127 %	143 %
Speicher	100 %	105 %	105 %	105 %	108 %
Export/Import	Nicht sachgemäß bewertbar.				

4.2 Vergleich der Kosten mit dem Basisszenario

Bei den fossilen Kraftwerken ergeben im *geNA-Szenario* sich insbesondere durch Gaskraftwerke nach 2020 deutlich Mehrkosten gegenüber dem *Basisszenario*; in 2050 belaufen sich diese auf 5 Mrd. EUR. Diesen steht nur eine geringe Einsparung bei Kohle-KWK gegenüber.

Die Kosten der erneuerbaren Energien werden durch zwei Effekte erhöht. Zum einen die Erzeugungsmenge, also den verstärkten Ausbau von inländischen Standorten; zum anderen aber auch die Nutzung von schwächeren Standorten durch den begrenzten Netzausbau in Deutschland.

Im Bereich der Stromnetze kompensieren, wie bereits diskutiert, die höheren Kosten der Verteilungsnetze die geringeren Kosten der Übertragungsnetze fast vollständig.

Aufgrund der oben genannten Schwierigkeiten bei der Bewertung des Imports unterliegt auch der Vergleich der Kosten mit dem *Basisszenario* Einschränkungen. In der Tendenz stehen den Mehrkosten für eine stärkere Versorgung der Nachfrage aus Stromerzeugungsanlagen in Deutschland Minderkosten durch vermiedenen Import gegenüber. Die Minderkosten können jedoch nicht bewertet werden. Die Ausweisung einer Gesamtkostendifferenz ist mit dem eingesetzten Modellinstrumentarium aus Sicht der Autoren daher nicht zulässig.

Tabelle 13: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *geNA-Szenario* mit dem *Basisszenario* in Mio. EUR₂₀₁₀
(Positive Werte entsprechen Mehrkosten im *geNA-Szenario*)

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	-3	0	0	0
Steinkohle	200	-262	2	-260
Braunkohle	-12	-11	-69	0
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0
Erdgas	-528	1.889	1.894	5.001
Andere Fossile	0	0	0	0
Wind-Onshore	-70	-890	-701	3.591
Wind-Offshore	0	0	0	0
Photovoltaik	-2	0	1.108	1.136
Biomasse	20	349	480	795
Wasserkraft u.a. EE	0	0	0	0
Export/Import	Nicht sachgemäß bewertbar.			
Speicher	0	0	0	15
Übertragungsnetz	0	-595	-1.665	-1.790
Verteilungsnetz	-24	-229	278	1.359
Gesamtsumme	Nicht sachgemäß bewertbar.			
Endenergienachfrage [TWh]	2	2	5	34
Spez. Kosten [EUR/MWh]	Nicht sachgemäß bewertbar.			

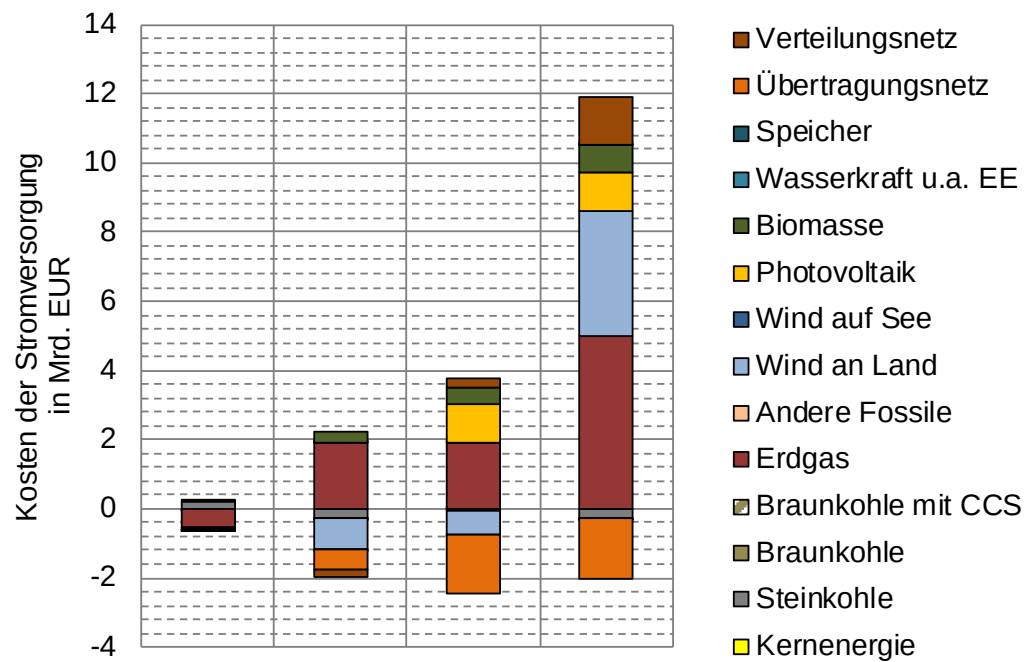


Abbildung 39: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *geNA-Szenario* mit dem *Basisszenario* in Mrd. EUR₂₀₁₀
(Positive Werte entsprechen Mehrkosten im *geNA-Szenario*.)

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

5.1 Kurzzusammenfassung des Vorgehens

Einschränkung des Übertragungsnetzausbaus

Die Ergebnisse des *Basisszenarios* zeigen, dass Netzausbau eine kostengünstige Flexibilitätsoption ist, die von den eingesetzten Modellen umfangreich genutzt wird. Einerseits ermöglicht der Netzausbau im *Basisszenario* und in den anderen bislang untersuchten Szenarien die Nutzung der besten EE-Standorte in Deutschland, um damit die klima- und energiepolitischen Ziele Deutschlands kosteneffizient zu erreichen. Andererseits ermöglicht der Netzausbau einen großräumigen europäischen Ausgleich. Die umfangreiche Nutzung der Option „Netzausbau“ erfolgt im *Basisszenario* sowohl auf Ebene der Verteilungsnetze als auch des Übertragungsnetzes. Gleichzeitig ist derzeit zu beobachten, dass die Umsetzung von Maßnahmen auf Übertragungsnetzebene – insbesondere aufgrund der Rückwirkungen auf das Landschaftsbild und die Schutzgüter Mensch und Natur – bereits für die heute beschlossenen und geplanten Ausbauprojekte sehr herausfordernd ist und regelmäßig mit teilweise erheblichen Verzögerungen einhergeht. Dies gilt jedenfalls dann, wenn die mit dem Netzausbau erreichte Erhöhung der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt wird. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den im *Basisszenario* errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen. Ob, mit welchen alternativen Technologien und ab wann dies möglich sein könnte, ist derzeit aber nicht verlässlich absehbar. Das *geNA-Szenario* wird insofern durch die Annahme motiviert, dass die im *Basisszenario* ermittelte kostenoptimale Erhöhung der Transportkapazitäten durch Netzausbau mit heutigen Technologien umgesetzt werden müsste, also insbesondere durch zusätzliche Stromkreise und Trassen.

Angeichts der Tatsache, dass es im *Basisszenario* zu einem Übertragungsnetzausbau kommt, der den heute bereits gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen nach EnLAG und BBPIG noch einmal einen Ausbau in einer Größenordnung des 1,4-fachen dieses heute beschlossenen Ausbaus hinzufügen würde, soll mit dem *geNA-Szenario* untersucht werden, wie sich eine sehr weitgehende Beschränkung des Übertragungsnetzausbaus auswirken würde. Ist die Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele bei gleichzeitiger Wahrung der Systemsicherheit auch bei einer deutlichen Beschränkung der Option „Netzausbau“ überhaupt noch möglich?

Verändert diese Beschränkung des Netzausbaus die Rolle von Speichern, die im *Basisszenario* keine kosteneffiziente Option darstellen? Mit welchen Mehrkosten im System ist es verbunden, wenn der Netzausbau als kostengünstige Option nur sehr eingeschränkt zur Verfügung steht? Diese Fragen stehen stellvertretend für die Bandbreite an Fragestellungen, zu deren Beantwortung dieses Szenario Antworten liefern soll.

Ziel der Untersuchungen dieses Szenarios ist die Analyse der Auswirkungen eines stark eingeschränkten Übertragungsnetzausbaus. Hierzu ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen für die verwendeten Optimierungsmodelle erforderlich. Diese werden von zwei Annahmen geleitet: Zum einen wird angenommen, dass der heute bereits beschlossene Übertragungsnetzausbau auch in einem Szenario mit geringerem Netzausbau noch umgesetzt wird. Für Deutschland betrifft dies die Maßnahmen nach EnLAG und BBPIG und als Pendant auf europäischer Ebene die Maßnahmen nach TYNDP, also die Maßnahmen, die bereits im *Basisszenario* als „exogen vorgegeben“ angenommen wurden. Zum anderen wird zwar ein stark eingeschränkter Netzausbau, aber kein vollständiger Verzicht auf jeglichen weiteren Netzausbau abgebildet. Letzteres wäre einerseits modelltechnisch kaum umsetzbar, andererseits erschiene eine solche rigide Vorgabe übertrieben, denn auch heute ist nicht jede Netzausbaumaßnahme hinsichtlich ihrer Akzeptanz und damit auch ihrer zeitnahen Umsetzbarkeit kritisch. Kritisch sind vielmehr vor allem *Ausbaumaßnahmen* im eigentlichen Sinn, also Projekte, die die Erschließung neuer Trassen oder den Ausbau bestehender Trassen durch die Auflage zusätzlicher Leitungen (Stromkreise) beinhalten. Diese sind in diesem Szenario über den exogen vorgegebenen Ausbau hinaus nicht mehr zugelassen. Maßnahmen, die lediglich eine Verstärkung darstellen, indem bestehende Stromkreise durch leistungstärkere ausgetauscht werden, werden weiterhin zugelassen. Hierzu zählt auch die Umstellung der Spannungsebene, also der Umbau der 220-kV-Systeme auf 380-kV-Systeme. Damit sind in diesem Szenario Maßnahmen weiterhin zugelassen, die im Hinblick auf die Umsetzung als tendenziell unkritisch bewertet werden können. Für die Verteilungsnetze werden im Rahmen des Szenarios keine Beschränkungen vorgegeben.

Beschränkung der CO₂-Emissionen

Die Beschränkungen des Übertragungsnetzausbaus führen ohne weitere Veränderung der Eingangsdaten zu starken Veränderungen der gesamten Ergebnisse. Verkürzt ausgedrückt kann die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Ener-

gien interregional weniger gut ausgeglichen werden. Dies führt zu deutlich niedrigeren EE-Anteilen bzw. höheren Anteilen fossiler Stromerzeugung. Die Ergebnisse eines so parametrisierten Szenarios sind somit nur schwer mit dem *Basisszenario* vergleichbar; während letzteres ein Zielszenario darstellt, verfehlt ein Szenario, in dem nur der Netzausbau reduziert wird, die für den Stromsektor notwendige Emissionsminderung.

Daher wurden durch zusätzliche Nebenbedingungen die Emissionen Deutschlands und im Rest Europas auf die Ergebnisse des *Basisszenarios* begrenzt; für den Rest Europas gelten hierbei keine nationalen Vorgaben, sondern länderübergreifend eine einzige Summe. Diese Parametrierung stellt für das Modell gewissermaßen die Frage dar: „Wie kann das Stromsystem die gleiche Emissionsminderung wie das *Basisszenario* erreichen, wenn der Netzausbau deutlich eingeschränkt ist?“

Diese Parametrierung führt dazu, dass das Modell insbesondere im europäischen Ausland an seine Grenzen getrieben wird, da dort gegenüber Deutschland Vereinfachungen getroffen werden müssen.

5.2 Schlussfolgerungen

5.2.1 Übergeordnete Erkenntnisse

Die Erreichung der Energie- und Klimaziele ist auch mit einem gegenüber dem *Basisszenario* deutlich verringerten Ausbau der Übertragungsnetze möglich; dies hat jedoch starke Auswirkungen auf die übrigen Teile des Stromsystems und die damit einhergehenden Kosten.

Auch im *geNA-Szenario* werden die Ziele erreicht, ohne dass die Systemsicherheit grundsätzlich gefährdet ist. Allerdings steigt der Aufwand für die CO₂-Vermeidung deutlich an: Es zeigt sich, dass sich die marginalen CO₂-Vermeidungskosten des deutschen Umwandlungssektors in der letzten Dekade bis zum Jahr 2050 von 100 EUR/t im *Basisszenario* auf 200 EUR/t verdoppeln. Im Ausland fällt der Anstieg noch deutlich höher aus. Diese Werte können als Indikator dafür aufgefasst werden, dass sich das Modell im *geNA-Szenario* im Grenzbereich der technischen Auflösung bewegt. Ein Grund ist, dass der interregionale Ausgleich von EE-Angebot und Stromnachfrage stark eingeschränkt ist. Somit ist eine zentrale Flexibilitätsoption für eine starke Dekarbonisierung des Sektors gehemmt.

Der begrenzte Netzausbau schränkt den Stromhandel in Europa und innerhalb Deutschlands deutlich ein.

Zur kostenoptimalen Dekarbonisierung des Stromsystems sind erneuerbare Energien in allen bisher betrachteten Szenarien die mit Abstand wichtigste Option. Zur Integration hoher EE-Anteile stellt der interregionale Ausgleich eine zentrale, wenn nicht sogar die wichtigste Option dar. Die Möglichkeiten des Austausches werden im *geNA-Szenario* stark eingeschränkt. Als Folge müssen erneuerbare Energien anders ausgebaut werden und andere Integrationsoptionen verstärkt genutzt werden. Der im *Basisszenario* kostenoptimale hohe Stromimport nach Deutschland in 2050 wird dadurch deutlich reduziert.

Auch bei einem stark eingeschränkten Netzausbau ist der Bau von Stromspeichern in Deutschland nicht kosteneffizient.

In Deutschland werden auch im *geNA-Szenario* keine neuen Stromspeicher ausgebaut. Das Modell setzt zur Integration von Überschussmengen stattdessen verstärkt alternative Flexibilitätsoptionen ein, insbesondere Power-to-Heat und DSM. Zur Lastdeckung in kritischen Stunden wird auf die gesicherte Leistung der KWK- und Gaskraftwerke zurückgegriffen. In anderen europäischen Ländern kommt es hingegen zum Ausbau von „Speicher-Dummies¹³“. Ob der Ausbau eine Folge von Modellvereinfachungen im Ausland oder das Resultat von regionalen Unterschieden ist, lässt sich nicht abschließend bewerten.

Im *geNA-Szenario* nimmt die Bedeutung der Sektorkopplung zu.

In den Wärmenetzen werden neben der KWK verstärkt Elektrodenheizkessel eingesetzt und die Nutzung konventioneller Heizkessel deutlich heruntergefahren. Der genutzte Strom stammt aus den verstärkt auftretenden regionalen Überschüssen aus erneuerbarer Stromerzeugung, die durch den geringeren Netzausbau nur begrenzt überregional transportiert werden können. Power-to-Heat wird also im *geNA-Szenario* sowohl als Flexibilitätsoption zur EE-Integration als auch zur Senkung der Emissionen des Wärmesektors durch Sektorkopplung verstärkt genutzt.

¹³ Speicher-Dummies weisen im Modell die gleichen Eigenschaften auf wie Pumpspeicher. Potenzialbeschränkungen sind jedoch nicht abgebildet. Sie dienen eher der Lokalisierung und Bewertung von Herausforderungen der Lastdeckung, als dass sie einen konkreten Speicherbedarf abbilden.

5.2.2 Konventionelle Erzeugung

Die Begrenzung des Netzausbaus führt zu einer deutlichen höheren KWK-Stromerzeugung in allen Dekaden.

Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen fällt in diesem Szenario im Zeitraum 2030 bis 2050 um 20 bis 30 TWh höher aus als im *Basisszenario*. Der zentrale Treiber für die Entwicklung ist die Notwendigkeit, im Stromsystem gesicherte Leistung bereitzustellen. Da der interregionale Ausgleich in diesem Szenario stark eingeschränkt ist, muss Leistung auf anderen Wegen bereitgestellt werden. KWK-Kraftwerke stellen dabei durch ihre verhältnismäßig geringen CO₂-Emissionen eine wichtige Option dar. Die verstärkte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen erhöht tendenziell die Emissionen gegenüber einer alternativen Erzeugung aus Wind- und Solarenergie. Ein Großteil dieser Emissionen wird im Betrieb der Wärmenetze reduziert, indem konventionelle Heizkessel in deutlich geringerem Umfang eingesetzt werden.

5.2.3 Erneuerbare Energien

Die Begrenzung der Netzkapazitäten führt zu einem deutlich höheren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland.

Die Begrenzung der Netzkapazitäten führt insbesondere in der letzten Dekade zu einem deutlich höheren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Die deutsche EE-Stromerzeugung im Jahr 2050 steigt gegenüber dem *Basisszenario* um 66 TWh. Ein zentraler Grund für den höheren Ausbau in Deutschland ist, dass der Import von CO₂-armem Strom aus dem Ausland unter den Restriktionen des Netzes nur eingeschränkt möglich ist. Das Modell greift daher verstärkt auf Standorte in Deutschland zurück, selbst wenn im Ausland noch deutlich günstigere Potenziale vorhanden sind.

Bei deutlich beschränktem Übertragungsnetzausbau erhöht sich in Deutschland insbesondere der Ausbau der Onshore-Windenergie.

Besonders Wind-Onshore wird im Vergleich zum *Basisszenario* im *geNA-Szenario* deutlich stärker genutzt. Die Stromerzeugung in Deutschland ist im Jahr 2050 um 50 TWh höher als im *Basisszenario*. Das unterstellte Potenzial von 49 GW für PV-Freiflächenanlagen wird in diesem Szenario vollständig ausgeschöpft. Ein wichtiger Grund für den im Vergleich zur Photovoltaik noch stärkeren Ausbau der Windenergie ist die bessere Passfähigkeit des Einspeiseprofiles zur Stromnachfrage.

Dieser Aspekt gewinnt insbesondere durch die geringeren Transportmöglichkeiten des Stroms an Bedeutung.

Die notwendige Leistung für die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien steigt an, da viele Standorte mit sehr guten Bedingungen durch Netzengpässe nicht ausreichend genutzt werden können.

Durch den geringeren Netzausbau werden viele ertragreiche EE-Standorte für die Stromerzeugung nicht genutzt. Sie müssten zu häufig abgeregelt werden, als dass eine Nutzung kosteneffizient wäre. Abbildung 40 verdeutlicht diesen Effekt. Viele Standorte mit ausgezeichneten Windbedingungen im Norden, die im *Basisszenario* genutzt werden, weisen im *geNA-Szenario* keine oder geringere Leistungen auf. Die Standorte im Süden erzeugen bei gleicher Leistung jedoch weniger Strom. Aus diesem Grund steigt die installierte Leistung im Vergleich zum *Basisszenario* deutlich stärker als die Stromerzeugung. Insgesamt steigt die Leistung aus Windenergie und PV von ca. 160 GW im *Basisszenario* auf mehr als 200 GW im *geNA-Szenario*.

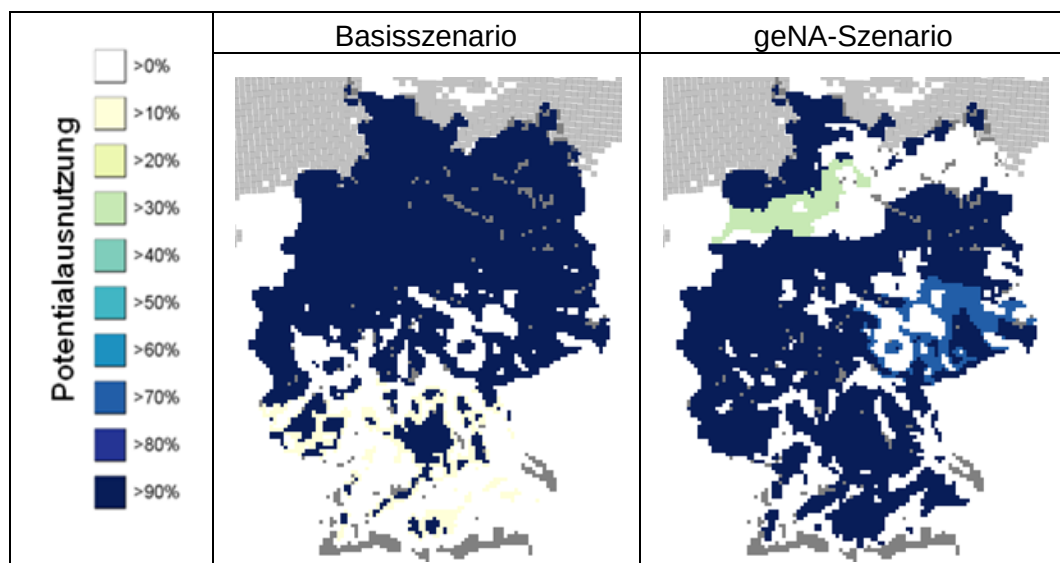


Abbildung 40: Vergleich der Potenzialausnutzung bei Onshore-Wind im Jahr 2050 im *Basisszenario* und im *geNA-Szenario*

Die Abregelung erneuerbarer Energien steigt durch den geringeren Netzausbau an, bleibt aber insgesamt gering.

Naturgemäß versucht das Modell aus Gründen der Kostenminimierung, die EE-Abregelungen gering zu halten. Im *Basisszenario* gelingt dies unter anderem durch den starken Netzausbau sehr gut. Die Abregelung durch regionalen EE-Überschuss beträgt im *Basisszenario* in 2050 unter 0,2 TWh. Im *geNA-Szenario* steigen die Abregelungen bis auf 4,2 TWh im Jahr 2050. Dieser Wert stellt zwar eine deutliche Steigerung gegenüber dem *Basisszenario* dar, erscheint aber vor dem Hintergrund der starken Einschränkungen zunächst überraschend niedrig. Der Grund für die begrenzten Abregelungen ist neben der geänderten Anlagenverteilung vor allem die verstärkte Nutzung von Power-to-Heat zur Integration von Überschüssen. Abregelung, die in Folge der Spitzenkappung in den Verteilungsnetzen entsteht, ist durch die genannten Zahlen nicht erfasst.

5.2.4 Netze

Die verringerten Netzausbaukosten im Übertragungsnetz werden durch Mehrkosten in den Verteilungsnetzen nahezu kompensiert.

Es wurde bereits erläutert, dass die Beschränkungen des Übertragungsnetzausbaus dazu führen, dass in Deutschland die Stromerzeugung aus EE-Anlagen ansteigt. Aufgrund der Nutzung von im Vergleich zum *Basisszenario* weniger ertragreichen Standorten steigt zudem die installierte Leistung in Wind- und PV-Anlagen sogar noch deutlicher an. Damit steigen gleichermaßen die Anforderungen an die Verteilungsnetze, deren Ausbaubedarf neben der lastseitigen Entwicklung durch die Leistung der in diesen Netzen angeschlossenen EE-Anlagen bestimmt wird. Die Zunahme der installierten Leistung in EE-Anlagen von 160 GW im *Basisszenario* auf über 200 GW im *geNA-Szenario* führt zu einem starken Anstieg der Kosten in den Verteilungsnetzen, für die Netzausbau nicht explizit beschränkt wurde. Der Anstieg der annuitätischen Kosten der deutschen Verteilungsnetze gegenüber heute liegt im *geNA-Szenario* etwa ein Viertel höher als im *Basisszenario*. Beträgt der Kostenanstieg gegenüber dem Status quo im *Basisszenario* bis 2050 etwa 31 %, so liegt der Anstieg im *geNA-Szenario* bei knapp unter 40 %. Dies entspricht zusätzlichen Kosten im Verteilungsnetz von ca. 1,4 Mrd. EUR/a gegenüber dem *Basisszenario*.

Vergleicht man diese Zahl mit den Kosteneinsparungen, die aufgrund der Restriktionen für den Übertragungsnetzausbau im Vergleich zum *Basisszenario* im *geNA-Szenario* im Bereich der Übertragungsnetze erzielt werden, dann wird Folgendes

deutlich: Wenn man ausschließlich die Netzkosten betrachtet und damit Mehrkosten im Erzeugungssystem, die aufgrund des weitgehenden Wegfalls der Option „Übertragungsnetzausbau“ entstehen, außen vor lässt, zeigt sich, dass die Kosteneinsparungen im Übertragungsnetz in Höhe von ca. 1,8 Mrd. EUR/a durch die Mehrkosten in den Verteilungsnetzen in Höhe von ca. 1,4 Mrd. EUR/a schon nahezu aufgezehrt werden.

Auch im *geNA-Szenario* sind weiterhin Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im Übertragungsnetz erforderlich.

Entsprechend der einleitend dargestellten Szenario-Definition, sind Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im Übertragungsnetz auch im *geNA-Szenario* nicht vollständig ausgeschlossen. Einerseits bedeutet die für dieses Szenario weiterhin angenommene Umsetzung der heute beschlossenen Maßnahmen (insbesondere Ausbau nach EnLAG und BBPIG) bereits einen erheblichen Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes. Andererseits sind im *geNA-Szenario* Netzverstärkungsmaßnahmen zugelassen, sofern hierfür keine zusätzlichen Trassen oder Leitungen (Stromkreise) erforderlich sind. Von diesen Maßnahmen wird im *geNA-Szenario* auch in nennenswertem Umfang Gebrauch gemacht. Insbesondere kommt es auch im *geNA-Szenario* zu einem vollständigen Umbau der 220-kV-Ebene auf 380-kV-Systeme.

5.2.5 Kosten

Die Gesamtwirkungen eines deutlich beschränkten Übertragungsnetzausbaus auf die Kosten der Stromversorgung sind mit der gewählten Modellparametrierung nicht sachgerecht bestimmbar.

Das Modell ist in der gewählten Parametrierung darauf ausgerichtet, die technischen Wirkungszusammenhänge und Konsequenzen eines beschränkten Übertragungsnetzausbaus darzustellen. Da alternative EE-Integrationsoptionen im europäischen Ausland nicht in der gleichen Tiefe abgebildet werden können wie in Deutschland, sind die Kosten außerhalb Deutschlands nicht genau bestimmbar. Dadurch können die Kosten nicht berechnet werden, die sich durch die gegenüber dem *Basisszenario* stark geänderte Stromaußenhandelsbilanz ergeben. Den deutlich höheren Ausgaben durch eine Erhöhung der Stromerzeugung in Deutschland steht in 2050 ein verringerter Stromimport gegenüber, über dessen Minderkosten keine belastbare Aussage getroffen werden kann.