

Eine Studie der TransnetBW GmbH



STROMNETZ
2050



INHALT

VORWORT	01
<hr/>	
EXECUTIVE SUMMARY	03
<hr/>	
1.0 EINFÜHRUNG	07
1.1 Motivation für die Studie	08
1.2 Zielsetzung und Vorgehen	08
1.3 Beirat der Studie	10
<hr/>	
2.0 ENERGIEWELT 2050	11
2.1 Sektorenkopplung und Elektrifizierung	12
2.1.1 Dekarbonisierung des Energiesystems	12
2.1.2 Flexibilisierung der Stromnachfrage	13
2.1.3 Steigerung der Energieeffizienz	14
2.2 Methodik, Datengrundlage und Annahmen	14
2.2.1 Systemgrenzen und Prämissen	14
2.2.2 Klima- und energiepolitische Ziele	16
2.2.3 Die Energieinfrastruktur der Zukunft	16
2.2.4 Entwicklung des Endenergieverbrauch	18
2.2.5 Annahmen zur Regionalisierung	19
2.3 Ergebnis der Simulationsstudie	19
2.3.1 Sektorenkopplung: Energie im Fluss	19
2.3.2 Die Zukunft des Stromsektors	21
2.3.3 Ein europäischer Binnenmarkt für Strom	25
2.3.4 Ein dekarbonisiertes Energiesystem in Europa	27
2.4 Ein Blick nach Baden-Württemberg	28

3.0 DAS STROMNETZ 2050	31
3.1 Methodik zur Entwicklung des Stromnetz 2050	32
3.2 Analyse der Ausgangssituation	33
3.2.1 Referenznetz	33
3.2.2 Auslastung des Höchstspannungsnetzes	34
3.2.3 Auswertung von ausgewählten Lastflusssituationen	36
3.3 HGÜ-Ausbau bis 2050	39
3.3.1 Bedeutung der HGÜ-Technologie	39
3.3.2 Identifikation weiterer HGÜ-Verbindungen nach Baden-Württemberg	39
3.4 Zielnetzentwicklung bis 2050	41
3.4.1 Annahmen der Zielnetzentwicklung	41
3.4.2 Maßnahmenpakete der TransnetBW	41
3.4.3 Zielnetz	45
3.5 Alternative Planungsmöglichkeiten für das Zielnetz	45
3.5.1 Neue Verbundkupplung nach Bayern	45
3.5.2 HGÜ in die Schweiz	47
<hr/>	
4.0 UMFRAGE ZUR ENERGIEWELT 2050	49
<hr/>	
5.0 GLOSSAR	59
<hr/>	
6.0 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	65
<hr/>	
7.0 ANHANG	69
<hr/>	
8.0 LITERATURVERZEICHNIS	79
<hr/>	

VORWORT

Die Energiewende hat in den vergangenen Jahren bereits enorme Veränderungen in unserer Gesellschaft, der Wirtschaft und bei der Entwicklung neuer Technologien bewirkt. Bis zur erfolgreichen Umsetzung aller Energie- und Klimaschutzziele ist es jedoch noch ein weiter Weg. Sicher ist: Die Gestaltung der Netzinfrastruktur wird für den Erfolg der Energiewende eine entscheidende Rolle spielen.

Während bereits heute die Anforderungen an unser Energiesystem im Jahr 2050 feststehen – Treibhausgasneutralität in Deutschland und Europa – erfolgt die Planung eines bedarfsgerechten Netzes im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) nur schrittweise und jeweils mit Fokus auf die nächsten 10 bis 15 Jahre.

Hier setzt TransnetBW an: Mit der Studie Stromnetz 2050 entwickeln wir ein Zielbild für ein weitestgehend treibhausgasneutrales Energiesystem in Deutschland und Europa und stellen am Beispiel der Netzentwicklung für Baden-Württemberg eine Systematik vor, wie eine langfristige Netzstruktur entwickelt werden kann.

- / Zentrale Voraussetzung für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die weitgehende Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors. Als Ergebnis der Studie rechnen wir mit einer Steigerung der Netto-Stromnachfrage aufgrund der Elektrifizierung um über 50%. Unser Zielbild zeigt entsprechend für das Jahr 2050 eine Erhöhung der installierten Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen um das Drei- bis Vierfache gegenüber 2018.
- / Für eine erfolgreich umgesetzte Energiewende im Jahr 2050 reicht das im NEP 2030 geplante Stromnetz nicht aus. Die Integration der erneuerbaren Energien erfordert ein deutschlandweites Maßnahmenpaket, das deutlich über die bereits im NEP ausgewiesenen Maßnahmen hinausgeht und neben umfangreichen weiteren Netzverstärkungen auch den Bau zusätzlicher Höchstspannungs-Gleichstromübertragungs-Verbindungen enthält.
- / Gleichzeitig wächst der europäische Strombinnenmarkt zusammen und der grenzüberschreitende Stromhandel zwischen den europäischen Strommärkten nimmt weiter zu. Auch europaweit wird der Ausbau erneuerbarer Energien weiter voranschreiten. Unterschiedliche Standortbedingungen für erneuerbare Energien bieten die Chance, zeitliche und regionale Schwankungen in Angebot und Nachfrage auszugleichen und sonnen- oder windreiche Standorte mit Lastzentren zu verbinden.

Die Studie Stromnetz 2050 ist eine methodische Weiterentwicklung des NEP. Aus Sicht der TransnetBW stellt der aktuelle NEP den ersten Schritt des Netzausbaubedarfs für eine erfolgreiche Energiewende dar. Die Studie bietet die Möglichkeit, das darin entworfene Übertragungsnetz auf seine langfristige Nachhaltigkeit zu überprüfen. Im Ergebnis steht eine „Top-down“-Betrachtung, die in diesem Detaillierungsgrad neu ist und über die wir gern mit allen Interessierten diskutieren wollen.

EXECUTIVE SUMMARY

DEUTSCHLAND UND EUROPA ERREICHEN DIE KLIMASCHUTZZIELE

In der vorliegenden Untersuchung gehen wir von einer Senkung der Kohlenstoffdioxidemissionen durch die Verbrennung fossiler Energieträger von 90% gegenüber 1990 in den Anwendungsbereichen Strom, Wärme und Transport aus. Zum Erreichen einer vollständigen Klimaneutralität im europäischen Energiesystem müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um Treibhausgasemissionen weiterer Quellen (unter anderem Luft- und Schifffahrt, Wärmebedarf der Industrie, Landwirtschaft) zu senken, die in dieser Studie nicht erfasst werden. Dafür ist beispielsweise der Import von klimaneutralem Wasserstoff oder klimaneutralen synthetischen Kohlenwasserstoffen sinnvoll.

STEIGENDE STROM- NACHFRAGE DURCH ELEKTRIFIZIERUNG

Um eine Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland und Europa zu erreichen, ist eine umfassende Transformation des Energiesystems notwendig. Diese umfasst im Wesentlichen den Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor, insbesondere der Windenergie und Photovoltaik, sowie eine Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors. Die Sektorenkopplung wird voraussichtlich zu einem starken Anstieg der Stromnachfrage führen. In Deutschland rechnen wir mit einem Anstieg der Netto-Stromnachfrage um über 50% auf über 800 TWh (zuzüglich 40 TWh für Netzverluste). Davon werden allein für die Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors 315 TWh benötigt.

Flexible Stromnachfrage im System der Zukunft: Für die Integration der Stromerzeugung volatiler erneuerbarer Energien werden zunehmend flexible Verbraucher und Speichermöglichkeiten benötigt. Die Sektoren Wärme, Transport und Gas bieten ein hohes Potenzial zur Speicherung von Strom, Wärme und gasförmiger Energieträger. Durch die Sektorenkopplung können diese Speicherpotenziale für die Flexibilisierung der Stromnachfrage erschlossen werden. Beispielsweise können in Zeiten hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien batterieelektrische Fahrzeuge geladen werden. Durch diese flexiblen Verbraucher verdreifacht sich die maximale zeitgleiche Stromnachfrage auf über 200 GW.

Strom und Gas dominieren die Wärmeerzeugung: Durch effiziente Wärmepumpen und Widerstandsheizungen werden bis zum Jahr 2050 fast 40% der Wärmeversorgung in Deutschland elektrifiziert und damit indirekt mit erneuerbaren Energien versorgt. Rund 60% der Wärmenachfrage werden durch hocheffiziente Gas- und Dampf-Anlagen (GuD-Anlagen) mit Kraft-Wärme-Kopplung und Heizwerke in Nah- und Fernwärmenetzen sowie dezentralen Gasheizungen gedeckt. Zudem können Wärmespeicher genutzt werden, um die Wärmeerzeugung (und damit auch die Stromnachfrage) intelligent zu steuern.

Transportsektor wird bestimmt durch Elektromobilität: Um den Transportsektor zu dekarbonisieren werden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren vor allem durch batterieelektrische Fahrzeuge ersetzt. Aufgrund der höheren Energiedichte und kürzerer Tankzeiten werden außerdem für lange Strecken Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt. Im Vergleich zu den batterieelektrischen Fahrzeugen machen diese jedoch nur einen geringen Anteil der angenommenen Fahrleistung aus. Im Kontext der Energiewende im Verkehr sinkt auch der Endenergieverbrauch des Transportsektors erheblich – mit einer Kilowattstunde Strom kommt ein Elektrofahrzeug rund 3,5-mal so weit wie ein vergleichbares Fahrzeug mit Verbrennungsmotor und gleicher Energie in Form von Superbenzin (0,11 Liter Superbenzin hat gleich viel Energie wie eine Kilowattstunde Strom). Durch optimiertes Laden und Speicherung der Elektrizität in den Fahrzeugbatterien wird ein hohes Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor erschlossen.

MASSIVER AUSBAU VON WINDENERGIE UND PHOTOVOLTAIK ALS GRUNDLAGE DER DEUTSCHEN ENERGIEWENDE

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bildet die Grundlage für ein weitestgehend klimaneutrales Energiesystem. Windenergieanlagen an Land und auf See sowie Photovoltaikanlagen auf Dach- und Freiflächen werden auch in Zukunft weiter ausgebaut. Dabei werden auch die Auswirkungen des Ausbaus auf Mensch (z. B. Akzeptanz) und Umwelt (z. B. Artenschutz) berücksichtigt. Deshalb gewinnt mit dem Zubau erneuerbarer Energien der Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen an Bedeutung. Das technische Potenzial der Windenergie an Land wird hingegen nicht vollständig ausgeschöpft. In Deutschland verdreifacht sich die installierte Leistung der Windenergie von 58 GW im Jahr 2018 auf 177 GW im Jahr 2050, davon entfallen 55 GW auf Windenergieanlagen auf See. Gleichzeitig steigt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen von 44 GW im Jahr 2018 auf 173 GW im Jahr 2050. Aufgrund der hohen Flexibilität der Stromnachfrage, welche durch die Sektorenkopplung erschlossen wird, kann die Stromerzeugung erneuerbarer Energien fast vollständig integriert werden.

Relevante Erzeugung von Wasserstoff bzw. strombasierten Kohlewasserstoffen in Deutschland unwahrscheinlich: Wir erwarten, dass Wasserstoff bzw. strombasierte Kohlenwasserstoffe für die Deckung der industriellen Wärmenachfrage sowie für die Luft- und Schifffahrt eingesetzt werden. Basierend auf den von uns getroffenen Annahmen ist aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sowie begrenzter Potenziale für erneuerbare Energien, die Herstellung strombasierter Kohlenwasserstoffe in Deutschland unwahrscheinlich. Im Wesentlichen werden diese voraussichtlich an geeigneten außereuropäischen Standorten produziert und importiert.

ABSICHERUNG DER STROMVERSORGUNG DURCH GASKRAFTWERKE

Zur Absicherung der Strom- und Wärmeversorgung werden neben den aufgeführten Speichermöglichkeiten effiziente Gasturbinen und GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Hierfür werden in Deutschland für das zugrundeliegende Wetterjahr Gaskraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von rund 50 GW benötigt.

MEHR ERNEUERBARE, MEHR STROMTRANSPORT – DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DES NEP REICHT NICHT AUS

Das in dieser Studie aufgezeigte Stromversorgungssystem im Jahr 2050 – dem Zieljahr der Energiewende – erfordert eine Weiterentwicklung des im NEP 2030, Version 2019 bestätigten Übertragungsnetzes. Vor allem in Nord- und Nord-West-Deutschland treten im Zielsystem kritische Netzengpässe auf. Grund hierfür ist im Wesentlichen der verstärkte Ausbau der Windenergieanlagen auf See in der Nordsee, die rund ein Drittel des aus erneuerbaren Energien produzierten Stroms liefern. Dieser Strom muss in die bevölkerungsstarken und hoch-industrialisierten Lastzentren im Westen und Süden Deutschlands transportiert werden, wo die Stromnachfrage durch den hohen Grad an Elektrifizierung der Sektoren Wärme- und Transport zusätzlich stark wachsen wird. Der Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung nimmt demnach weiter zu. Für die Umsetzung der Energiewende müssen deutschlandweit zusätzlich zum NEP 2030, Version 2019 Überlastungen auf Stromkreisen mit einer Länge von über 15.700 km behoben werden. Das entspricht rund 40% der aktuellen Stromkreise des deutschen Übertragungsnetzes. So stellt der aktuelle NEP nur den ersten Schritt des Netzausbaubedarfs für eine erfolgreiche Energiewende im Jahr 2050 dar.

DIGITALISIERUNG UND INNOVATIONEN MACHEN DAS STROMNETZ INTELLIGENT

Neben der Flexibilisierung der Stromnachfrage durch die Sektorenkopplung und die Nutzung von Stromspeichern ermöglichen innovative Betriebsmittel eine optimierte Auslastung des Stromnetzes. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) und Phasenschiebertransformatoren (PST) erlauben durch die gezielte Steuerung von Lastflüssen einen höheren Nutzungsgrad des Zielnetzes. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) ermöglicht mittels in Echtzeit gemessener Wetterdaten eine erhebliche Erhöhung der Auslastung des Stromnetzes.

BADEN-WÜRTTEMBERG ALS STROMIMPORTEUR UND STROMDREHSCHLEIBE EUROPAS BRAUCHT EINE ZUVERLÄSSIGE UND LEISTUNGSSTARKE STROM- NETZANBINDUNG

Baden-Württemberg wird zukünftig verstärkt Strom aus anderen Bundesländern oder aus dem Ausland importieren müssen. Nur die Hälfte der Stromnachfrage Baden-Württembergs wird 2050 regional erzeugt werden. Eine gute Stromnetzanbindung ist daher zwingend erforderlich. Von dem in Baden-Württemberg erzeugten Strom wird im Jahr 2050 jede zweite Kilowattstunde aus PV-Anlagen stammen. Windenergie und GuD-Anlagen werden jeweils rund 25% erzeugen.

Sichere Versorgung der Region und verstärkte Anbindung an die Nachbarn:

Um den hohen Importbedarf zu decken und die sichere Versorgung der Region auch künftig zu gewährleisten, brauchen wir ein bedarfsgerecht ausgebauten, leistungsfähiges Übertragungsnetz. Darüber hinaus muss der zuverlässige Stromtransport zu unseren deutschen und europäischen Nachbarn sichergestellt werden.

Weitere HGÜ-Verbindungen zur Deckung des Importbedarfs:

Aufgrund des hohen Importbedarfs ist der Bau zusätzlicher HGÜ-Verbindungen nach Baden-Württemberg zu den bereits im NEP ausgewiesenen Maßnahmen notwendig. Der zusätzliche Ausbaubedarf enthält zwei weitere HGÜ-Verbindungen von Nord- und Nord-West Deutschland mit jeweils 2 GW. Damit ist Baden-Württemberg im Jahr 2050 mit insgesamt 8 GW HGÜ-Kapazität an die Erzeugungszentren in Nord-Deutschland angebinden.

Weiterer Ausbau des Wechselstromnetzes notwendig:

Die im NEP 2030, Version 2019 hinterlegten und bestätigten Maßnahmen der TransnetBW sind auch für die energiewirtschaftlichen Entwicklungen nach 2030 notwendig. Darüber hinaus müssen im Höchstspannungsnetz der TransnetBW über 700 Kilometer und damit über 40% der Leitungstrassen zusätzlich verstärkt werden.

EUROPA SETZT AUF ERNEUERBARE UND EINEN VERSTÄRKTEN ENERGIEAUSTAUSCH

Die Sektorenkopplung und der Ausbau erneuerbarer Energien sind nicht nur in Deutschland, sondern europaweit zentrale Elemente des zukünftigen Energiesystems. Im Vergleich zu 2018 steigt die Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverlusten in Europa bis 2050 um über 70% auf rund 5600 TWh. Windenergie und Photovoltaik substituieren die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke fast vollständig: Über 90% der Netto-Stromerzeugung stammen aus erneuerbaren Energien. Aufgrund spezifischer Standortbedingungen werden Windenergie und Photovoltaik regional unterschiedlich stark eingesetzt. Während in Italien und der iberischen Halbinsel die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen dominiert, werden in Nordeuropa, den Britischen Inseln und Osteuropa vor allem Windenergieanlagen eingesetzt. In Deutschland, Frankreich und Südosteuropa ist die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik ähnlich hoch. Zudem werden vor allem in Skandinavien und den Alpenländern Wasserkraftwerke zur Stromerzeugung und saisonalen Stromspeicherung genutzt. Die Netto-Nennleistung thermischer Kraftwerke sinkt bis 2050 um rund 65% auf knapp 200 GW. Neben Gaskraftwerken wird in einzelnen europäischen Ländern voraussichtlich auch weiterhin Kernenergie (27 GW) zur Stromerzeugung eingesetzt.

Der europäische Strombinnenmarkt wächst zusammen:

Auf Grund veränderter Erzeuger- und Verbraucherstrukturen sowie einer Stärkung des europäischen Binnenmarkts für Strom wächst der grenzüberschreitende Stromhandel in Europa um rund 80%. Der Stromhandel zwischen Deutschland und seinen Nachbarn wächst dabei überproportional: Bis zum Jahr 2050 verdreifachen sich die Stromimporte Deutschlands auf knapp 140 TWh. Auf Basis der europäischen Netzausbauplanung haben wir die Annahme getroffen, dass sich aus heutiger Sicht die Handelskapazitäten zwischen den europäischen Strommärkten bis zum Jahr 2050 nahezu verdoppeln werden. Dadurch können zeitliche und regionale Schwankungen in Angebot und Nachfrage ausgeglichen und sonnen- oder windreiche Standorte mit Lastzentren verbunden werden.

1.0

EINFÜHRUNG



1.1 MOTIVATION FÜR DIE STUDIE

ZIELE DER ENERGIEWENDE

Die Bundesregierung hat die Ziele der Energiewende im Energiekonzept 2010 (BMWi, BMU, Bundesregierung, 2010) festgelegt und in weiteren Beschlüssen präzisiert (BMWi, 2015a). Leitbild ist die weitgehende Treibhausgasneutralität bis 2050 (BMU, 2016). Die quantitativen Ziele der Energiewende enthalten unter anderem folgende Zielgrößen bis 2050:

- / Mindestens 80% bis 95% Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990
- / Mindestens 80% erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch und 60% am Bruttoendenergieverbrauch
- / Energieeffizienzsteigerung:
Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50% und Reduktion des Primärenergiebedarfs von Gebäuden um 80% gegenüber 2008
- / Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 und Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038

DEKARBONISIERUNG

Als Dekarbonisierung wird im Energiesystem die Reduktion der Nutzung von Energieträgern auf Basis von Kohlenwasserstoffen wie Öl, Kohle oder Gas bezeichnet.

1.2 ZIELSETZUNG UND VORGEHEN

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) mit Sitz in Brüssel ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Elektrizität. Der Verband umfasst 43 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus 36 Ländern und existiert seit Dezember 2008. ENTSO-E erfüllt gesetzlich festgelegte Aufgaben und erstellt unter anderem den TYNDP, der europäische Szenarien für die Jahre 2030 bis 2040 beinhaltet. (Netzentwicklungsplan, 2020)

Sowohl Deutschland als auch die Europäische Union streben bis Mitte des Jahrhunderts ein klimaneutrales Energie- und Wirtschaftssystem an. Die **Ziele** sind gesteckt. Ein klares Bild von der angestrebten **dekarbonisierten** Zukunft fehlt hingegen noch. Damit die umfassende Transformation des Energiesystems weg von fossilen Brennstoffen hin zu Erneuerbaren gelingt, muss besonders der Stromsektor einen fundamentalen Beitrag leisten. Wir wollen daher für diesen Sektor ein konkretes Zielbild entwickeln. Wir wollen zeigen, welche Herausforderungen die Energiewende und die Klimaschutzziele für das Übertragungsnetz bereithalten und was wir tun müssen, um sie zu bewältigen.

Eine bedarfsgerecht ausgebaute Stromnetz-Infrastruktur ist eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Der Ausbau ist eine große Herausforderung, aber umsetzbar. Voraussetzung ist eine vorausschauende und langfristige Planung. Mit der Studie Stromnetz 2050 legen wir hierfür eine Diskussionsgrundlage vor.

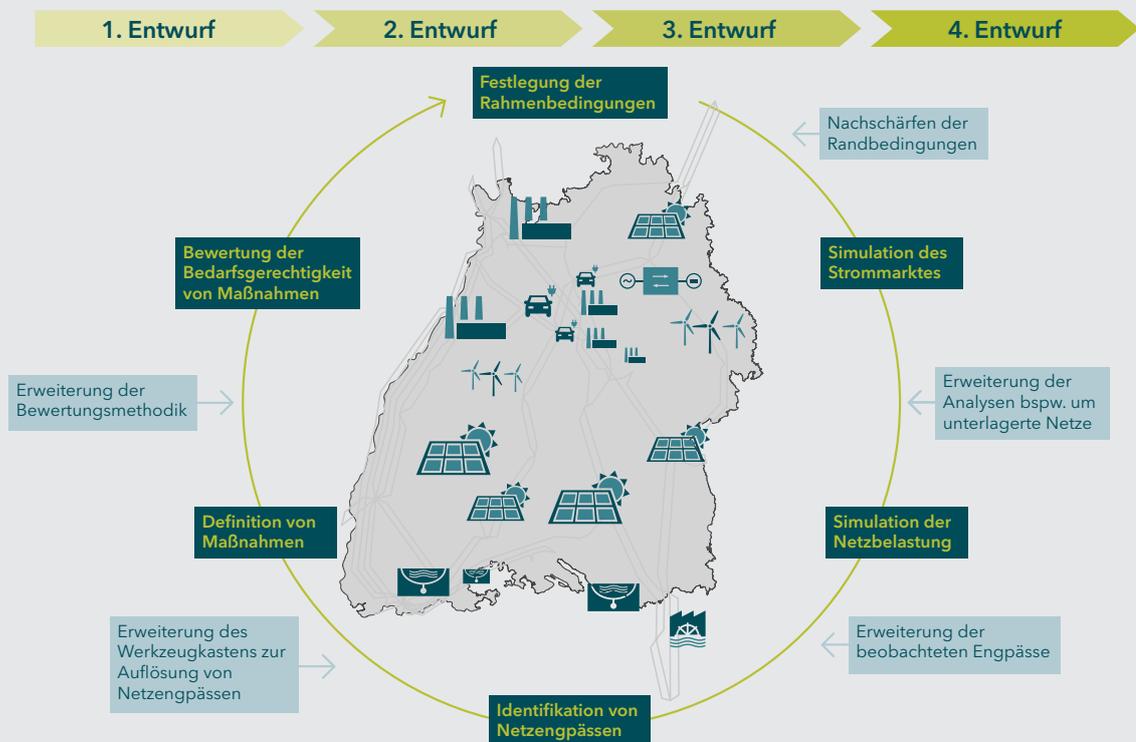
Seit 2012 erstellen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber den Netzentwicklungsplan Strom (NEP), um den zukünftigen Netzausbaubedarf zu ermitteln. Aus heutiger Sicht liegt der Planungshorizont des NEP bis zum Jahr 2030 zeitlich vor den langfristigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung, das Energiesystem bis Mitte des Jahrhunderts weitestgehend zu dekarbonisieren. Gleiches gilt auf europäischer Ebene: Auch der aktuelle Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der **ENTSO-E**, in dem die europäischen Übertragungsnetzbetreiber ein Stromnetz für das europäische Verbundnetz der Zukunft darstellen, blickt in das Jahr 2030 und somit nicht weit genug, um die europäische Energiewende vollständig zu antizipieren.

Mit der Studie Stromnetz 2050 stellen wir eine Systematik vor, wie eine Zielnetzstruktur für eine umgesetzte Energiewende entwickelt werden kann. Wir wollen eine Weiterentwicklung des NEP anstoßen, sodass dieser für energie-wirtschaftliche Entwicklungen nach 2030 offen ist und Netzausbauprojekte bedarfsgerecht und nachhaltig geplant werden können.

Zur Planung des Stromnetzes für die Energiewende ist es von entscheidender Bedeutung, die zukünftigen Stromverbrauchs- und Stromerzeugungszentren zu kennen. Dabei ist es wichtig, die Entwicklung der Stromnachfrage unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung im Jahr 2050 so gut wie möglich zu prognostizieren. Nur wenn die Annahmen zur Stromnachfrage die energie-wirtschaftlichen Notwendigkeiten im Kontext der Dekarbonisierung hinreichend antizipieren, kann der zukünftige Netzausbaubedarf sinnvoll und bedarfsgerecht aufgezeigt werden. Zum Erreichen der energiepolitischen Klimaschutzziele gibt es unterschiedlichste Konzepte und potenzielle Entwicklungspfade. In der Studie Stromnetz 2050 untersuchen wir keine unterschiedlichen Szenariovarianten. Stattdessen stellen wir ein für uns nach heutigem Wissen schlüssiges Zielbild für das Stromversorgungssystem in einer weitestgehend klimaneutralen Zukunft vor. Dabei verfolgen wir das Ziel den Netzausbaubedarf „am unteren Rand“ zu ermitteln. Dies wurde in vier iterativ aufeinander folgenden und sich entwickelnden Entwürfen des Zielbildes vorangetrieben.

Die folgende Abbildung 1 zeigt schematisch das iterative Vorgehen.

ABBILDUNG 01:
Iteratives Vorgehen



In jedem Entwurf wurden zunächst die Rahmenbedingungen für die Konfiguration des Energiesystems im Jahr 2050 abgesteckt und anschließend der Strommarkt modelliert. Aufbauend auf diesem Ergebnis erfolgte dann für jeden Entwurf eine Simulation der Netzbelastung. Anschließend wurden Netzengpässe identifiziert, für Baden-Württemberg entsprechende Netzmaßnahmen definiert. Neue Erkenntnisse bei der Durchführung eines Entwurfs konnten in den folgenden Entwürfen berücksichtigt werden. Dadurch war es möglich, verschiedene Einflussgrößen immer wieder zu überprüfen und anzupassen. Nach Abschluss des Prozesses liegt somit als robustes und belastbares Ergebnis ein aus Sicht unterschiedlicher Experten schlüssiges Stromversorgungssystem vor.

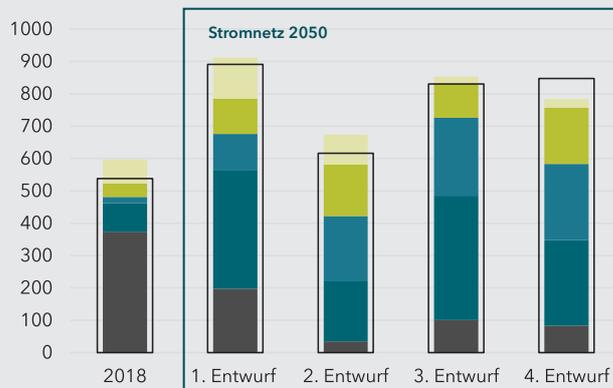
Um mögliche energiewirtschaftliche Entwicklungen aufzuzeigen, ist in Abbildung 2 die modellierte Stromnachfrage und -erzeugung der verschiedenen Entwürfe dargestellt. Zum Vergleich sind außerdem Daten für 2018 erfasst (BMW, 2019a). Dabei sind die prognostizierten energiewirtschaftlichen Entwicklungen bis 2050 im Wesentlichen durch zwei Trends geprägt, welche in den vorliegenden Entwürfen in Bezug auf geographische und technische Ausprägung variieren:

- / Die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors führt zu einem steigenden Strombedarf und einer Flexibilisierung der Stromnachfrage.
- / Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet voran; die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke wird zunehmend durch erneuerbare Energien, insbesondere Windenergie und Photovoltaik, ersetzt.

ABBILDUNG 02:
Entwicklungspfad der unterschiedlichen Entwürfe hin zum Zielbild für das europäische Stromversorgungssystem im Jahr 2050. Darstellung der Entwicklung von Netto-Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland.

- Sonstige
- Photovoltaik
- Windenergie auf See
- Windenergie an Land
- Thermische Kraftwerke
- Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverluste

NETTO-STROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH IN TWh



Ergebnisse der Untersuchungen mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen:

- 1. Entwurf: Deutsche Energiewende** mit starker Elektrifizierung anderer Sektoren
Grundlage: DENA-Leitstudie (Technologiemix 95) und EU Reference Scenario 2016
- 2. Entwurf: Europäische Energiewende** mit schwacher Elektrifizierung anderer Sektoren
Grundlage: TYNDP 2018 (Extrapolation der TYNDP-Szenarien auf 2050)
- 3. Entwurf: Europäische Energiewende** mit starker Elektrifizierung anderer Sektoren
Grundlage: Energiesystemmodell TransnetBW
- 4. Entwurf: Zielbild europäisches Stromversorgungssystems** von TransnetBW und Beirat
Grundlage: Energiesystemmodell TransnetBW

Entwicklungspfad

Inhalt der Studie

Das in Abbildung 2 dargestellte Zielbild (4. Entwurf), als ein Bild für das europäische Stromversorgungssystem im Jahr 2050, wurde im gemeinsamen Diskurs mit einem Beirat aus Vertretern von Wissenschaft, Politik und Energiewirtschaft entwickelt. Die Untersuchungen der vorangehenden Entwürfe verstehen sich als Entwicklungspfad und sind somit im Folgenden nicht weiter aufgeführt.

1.3 BEIRAT DER STUDIE

Die Studie Stromnetz 2050 blickt weit in die Zukunft. Deshalb begleitete uns ein Beirat aus Wissenschaftlern, politischen Vertretern und Fachexperten. So wurden unsere Ideen und Lösungen ständig aufs Neue auf den Prüfstand gestellt. Fragen, Anregungen und Diskussionen im Beirat haben unsere Arbeit vorangebracht und uns ermöglicht, unser Know-how weiter zu vertiefen. Durch die Zusammenarbeit mit dem Beirat stand uns eine breite Informationsbasis zu politischen, wissenschaftlichen und technischen Aspekten zur Verfügung.

Der Beirat setzte sich wie folgt zusammen:

- / Prof. Dr. Wilhelm Bauer (Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg)
- / Dr. Michael Becker (Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH)
- / Dr. Andreas Bett (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)
- / Prof. Dr. Wolf Fichtner (Karlsruher Institut für Technologie)
- / Katrin Flinspach (terranets bw GmbH)
- / Dr. Martin Konermann (Netze BW GmbH)
- / Dr. Felix Christian Matthes (Öko-Institut e.V)
- / MD Helfried Meinel (Umweltministerium Baden-Württemberg)
- / Prof. Dr. Stefan Tenbohlen (Universität Stuttgart)

Die TransnetBW dankt den Mitgliedern des Beirats für die interessanten und konstruktiven Diskussionen und die kompetente Beratung bei der Erstellung der Studie. Die Verantwortung für die Ergebnisse der Studie liegt dessen ungeachtet bei der TransnetBW.

2.0

ENERGIEWELT 2050



Im folgenden Kapitel beschreiben wir unser Bild der Energiewelt im Jahr 2050 in Baden-Württemberg, Deutschland und Europa.

2.1 SEKTORENKOPPLUNG UND ELEKTRIFIZIERUNG

Das Erreichen der in Kapitel 1.0 dargestellten klima- und energiepolitischen Ziele, erfordert eine umfassende Transformation des Energiesystems, welche im Wesentlichen durch die Abkehr von fossilen Brennstoffen und die Integration von erneuerbaren Energien in die Anwendungsbereiche Strom, Wärme und Transport (nachfolgend bezeichnet als Strom-, Wärme- und Transportsektor) gekennzeichnet ist. Die Kopplung der Sektoren stellt ein wichtiges Instrument dar, um die Sektoren Wärme und Transport zu dekarbonisieren (vgl. Abschnitt 2.1.1), ausreichend Nachfrageflexibilität für die effiziente Integration volatiler erneuerbarer Energien zu erschließen (vgl. Abschnitt 2.1.2) und die Energieeffizienz zu erhöhen sowie den Primärenergiebedarf zu senken (vgl. Abschnitt 2.1.3).

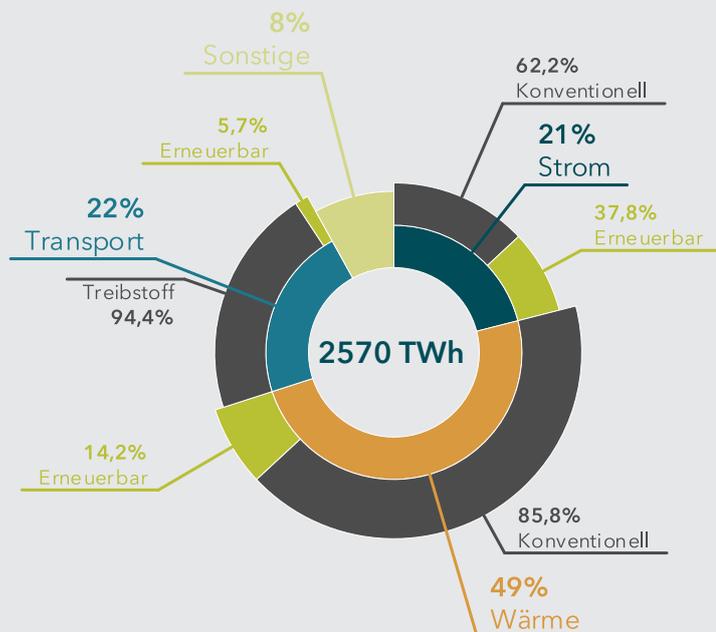
2.1.1 DEKARBONISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS

BRUTTO-STROMVERBRAUCH

Der Brutto-Stromverbrauch ist die Summe der gesamten inländischen Stromerzeugung (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl, Erdgas und andere), zuzüglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland. Sie umfasst auch Netz- und Umwandlungsverluste sowie den Eigenverbrauch von Kraftwerken. (BMW, 2019)

Mit der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes aus dem Jahr 1990 (Stromeinspeisungsgesetz, 1990) und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 (EEG, 2000) wurde eine zentrale Grundlage der Energiewende in Deutschland geschaffen. Seither hat sich der Anteil erneuerbarer Energien am **Brutto-Stromverbrauch** von 3,4% im Jahr 1990 auf 37,8% im Jahr 2018 erhöht (BMW, 2019b). Grundlage dieser Entwicklung war der starke Ausbau der Windenergie, Photovoltaik und Biomasse in den vergangenen zwei Jahrzehnten. Während bei der Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem große Fortschritte gemacht wurden, gestaltet sich die Transformation der Sektoren Wärme und Transport ungleich schwieriger: Im Bereich Wärme stieg der Anteil erneuerbarer Energien 2018 auf 14,2% und im Bereich Transport auf 5,7%. In Summe liegt der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland damit nur bei knapp 14% (BMW, 2019b). Durch die Nutzung erneuerbarer Energien konnten im Jahr 2018 in Deutschland rund 187 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden - dies entspricht rund 20% der gesamten jährlichen Treibhausgasemissionen Deutschlands (Stand 2018: 866 Millionen Tonnen) (Umweltbundesamt, 2019). Im Vergleich zum Referenzjahr 1990 wurden laut aktuellen Prognosen 2019 insgesamt 35% weniger CO₂ emittiert (Agora, 2020). Bisher fanden die Einsparungen zu 77% im Stromsektor statt; für eine Dekarbonisierung des Energiesystems besteht daher ein verstärkter Handlungsbedarf insbesondere in den Sektoren Wärme und Transport. Um die Nutzung fossiler Energieträger in diesen Sektoren deutlich zu reduzieren, ist es erforderlich, die Elektromobilität und die Elektrifizierung des Wärmesektors sowie gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor voranzutreiben. Zusätzlich besteht die Möglichkeit der Nutzung klimaneutraler strombasierter Kohlenwasserstoffe, die angesichts begrenzter Potenziale erneuerbarer Energien sowie der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zukünftig wahrscheinlich außerhalb Deutschlands produziert werden.

ABBILDUNG 3:
Endenergieverbrauch der Sektoren Strom, Wärme und Transport im Jahr 2018. Quellen: Umweltbundesamt (Umweltbundesamt, 2019), eigene Berechnungen.



ENDENERGIEVERBRAUCH

Als Endenergieverbrauch (EEV) wird die Verwendung von Energieträgern ausgewiesen, die nach Abzug von Umwandlungs- und Leitungsverlusten, des Eigenverbrauchs des Umwandlungssektors sowie des nicht-energetischen Verbrauchs von der eingesetzten Primärenergie übrig bleibt und unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie dient. (BMWi, 2018)

2.1.2 FLEXIBILISIERUNG DER STROMNACHFRAGE

FLEXIBILITÄT

Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preis-signal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. (BNetzA, 2017)

Der Anteil fossiler Energieträger am **Endenergieverbrauch** in Deutschland beträgt derzeit über 80%. Um die klima- und energiepolitischen Ziele zu erreichen, muss der Anteil auf deutlich unter 20% reduziert werden. Dieses Ziel kann nur durch den ambitionierten Ausbau der Windenergie und Photovoltaik sowie durch die Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors erreicht werden.

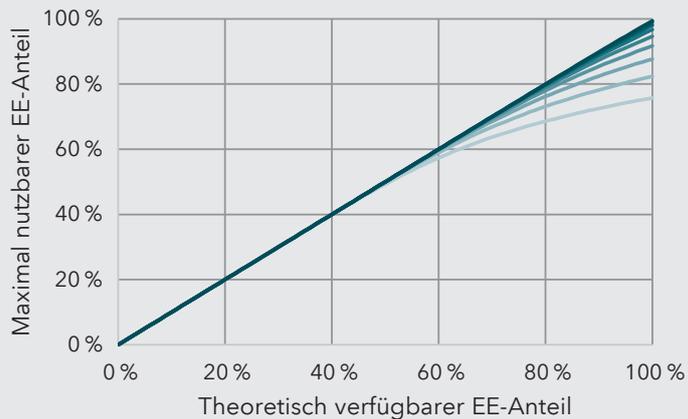
Bisher erforderte die Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem vor allem den flexiblen Einsatz konventioneller Kraftwerke sowie den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Um die Versorgungssicherheit bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien zu erhalten und gleichzeitig deren Integration zu ermöglichen, wird es langfristig jedoch einen hohen zusätzlichen Bedarf an Flexibilität auf Angebots- und Nachfrageseite geben (vgl. Abbildung 4). Ab einem Anteil erneuerbarer Energien über 50% werden zunehmend die Speicherung von Strom und eine Flexibilisierung der Nachfrage erforderlich, um eine möglichst hohe Integration erneuerbarer Energien zu erreichen. Ein vollständig regeneratives Stromsystem würde in Deutschland voraussichtlich rund 80 GW **Flexibilität** (unter Annahme ausreichender Speicherkapazität) erfordern (eigene Berechnungen basierend auf der Pan-European Market Modelling Database und der Pan-European Climate Database (ENTSO-E, 2019a)).

ABBILDUNG 4:

Theoretisch verfügbarer und maximal nutzbarer Anteil erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland in Abhängigkeit der verfügbaren Leistung an Flexibilitätsoptionen. Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf der Pan-European Market Modelling Database und der Pan-European Climate Database (ENTSO-E, 2019a).

Flexibilität

- 0 GW
- 10 GW
- 20 GW
- 30 GW
- 40 GW
- 50 GW
- 60 GW
- 70 GW
- 80 GW



Die direkte Speicherung von Strom (unter anderem Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher) und eine Flexibilisierung der Stromnachfrage weisen vergleichsweise hohe Kosten und vor allem begrenzte Potenziale auf. Die Sektoren Wärme, Transport und Gas bieten dagegen ein hohes technisches und teilweise wirtschaftliches Potenzial zur Speicherung von Strom (Elektromobilität), Wärme (sensible, latente und thermochemische Wärmespeicher) und Wasserstoff bzw. Methan (Gasinfrastruktur) auf. Durch die Sektorenkopplung können diese Speicherpotenziale für die Flexibilisierung der Stromnachfrage erschlossen werden. Die Absicherung der Strom- und Wärmeversorgung kann durch flexible thermische Kraftwerke und Heizwerke erfolgen. Insbesondere Gaskraftwerke können hierbei durch den Einsatz von strombasierten Kohlenwasserstoffen oder Biogas teilweise oder vollständig klimaneutral Strom oder Wärme produzieren.

Die Sektorenkopplung bietet auf der einen Seite die Möglichkeit, den Wärme- und Transportsektor zu dekarbonisieren, und auf der anderen Seite die notwendige Flexibilität für die Integration volatiler erneuerbarer Energien im Stromsektor.

2.1.3 STEIGERUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

WÄRMEPUMPEN

Eine Wärmepumpe stellt einen Wärmeerzeuger dar, der unter Zufuhr von Energie (meist Strom) zusätzlich Umweltenergie bei niedriger Temperatur aufnehmen kann und zu Heizzwecken nutzbar macht. (Baunetz Wissen, 2020)

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme innerhalb eines thermodynamischen Prozesses. Die parallel zur Stromerzeugung produzierte Wärme wird zur Beheizung und Warmwasserbereitung oder für Produktionsprozesse genutzt. Der Einsatz der KWK mindert den Energieeinsatz und die Kohlendioxid-Emissionen. (Umweltbundesamt, 2020)

Um die energiebedingten Kohlenstoffdioxidemissionen weiter zu senken, sind Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz erforderlich. Durch den Wechsel der Antriebstechnologie von Verbrennungsmotoren zu batterieelektrischen Fahrzeugen kann der Primär- und Endenergiebedarf im Transportsektor deutlich reduziert werden. Im Wärmesektor kann die Energieeffizienz vor allem durch eine fortschreitende Sanierung von Gebäuden erreicht werden. Während eine verbesserte Wärmedämmung den Endenergieverbrauch reduziert, führt die Bereitstellung von Wärme über **Wärmepumpen** oder Kraft-Wärme-Kopplung zu einer effizienteren Nutzung der eingesetzten Primärenergie. Einen zusätzlichen positiven Effekt bietet die Substitution von Braun- und Steinkohle durch Erdgas. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Erdgas einen geringeren spezifischen Emissionsfaktor für Kohlenstoffdioxid aufweist und insbesondere GuD-Anlagen einen deutlich höheren Wirkungsgrad als Kohlekraftwerke erreichen. Zudem können Gaskraftwerke hoch flexibel betrieben werden und sichern dadurch die volatile Stromerzeugung von Windenergie und Photovoltaik ab.

Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen und Elektromobilität senken den Primärenergiebedarf und tragen maßgeblich zur Steigerung der Energieeffizienz bei.

2.2 METHODIK, DATENGRUNDLAGE UND ANNAHMEN

Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa bis zum Jahr 2050 aufzuzeigen und daraus den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zum Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele abzuleiten.

Zur Untersuchung der energiewirtschaftlichen Entwicklungen wird ein Energiesystemmodell verwendet. Dieses basiert auf dem open-source Modell PyPSA (Brown, Hörsch, & Schlachtberger, 2018) und umfasst die Sektoren Strom, Wärme, Transport und Gas in Europa. Es wurde entsprechend dem vorliegenden Untersuchungsfokus konfiguriert und um zusätzliche Funktionalitäten erweitert. Wesentliche Eingangsgrößen sind:

- / Der Endenergieverbrauch in den Sektoren Strom, Wärme und Transport zuzüglich der Verluste im Stromübertragungsnetz
- / Die bestehende Energieinfrastruktur und Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien
- / Technische und wirtschaftliche Parameter von Technologien zur Umwandlung, Speicherung und zum Transport von Energie
- / Klima- und energiepolitische Ziele in Europa und Deutschland

Das Energiesystemmodell berechnet den kostenminimalen (Investitionsaufwendungen und Betriebskosten) Ausbau und Einsatz der Energieinfrastruktur unter Berücksichtigung der Versorgungsaufgaben in den Sektoren Strom, Wärme und Transport (Kapitel 3.2.2) sowie unter Berücksichtigung der klima- und energiepolitischen Ziele (Kapitel 3.2.3). In Anlehnung an nationale und europäische Klimaschutzziele wird für die untersuchten Sektoren eine Reduktion der energiebedingten Kohlenstoffdioxidemissionen von insgesamt 90% gegenüber 1990 angenommen. Zusätzlich wird angenommen, dass in Deutschland gemäß EEG 2017 mindestens 80% der Brutto-Stromnachfrage durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden (EEG, 2016). Als Ausgangspunkt der energiewirtschaftlichen Entwicklungen zwischen 2040 und 2050 wird das Szenario Global Climate Action (TYNDP 2018) verwendet.

2.2.1 SYSTEMSGRENZEN UND PRÄMISSEN

Das Energiesystemmodell umfasst rund dreiviertel des Endenergieverbrauchs von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie den Verlusten im Stromübertragungsnetz in den Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), Industrie und Verkehr. Nicht berücksichtigt werden die Wärmenachfrage (Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser) der Industrie sowie der Endenergieverbrauch der Schiff- und Luftfahrt. Im Sinne einer konservativen Auslegung des Übertragungsnetzes wird angenommen, dass der nicht erfasste

Endenergieverbrauch vor allem durch die direkte Nutzung von treibhausgasneutralen Energieträgern gedeckt werden wird (strombasierte Kohlenwasserstoffe) und kein Treiber für einen weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes ist.

Der geographische Fokus der vorliegenden Studie ist begrenzt auf das Gebiet des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) exklusive der Länder Albanien, Island, Montenegro, Nord Mazedonien, Türkei und Zypern. Die kleinste räumliche Entität des Modells bilden Nationalstaaten: Der Ausbau des Übertragungsnetzes innerhalb der Nationalstaaten wird folglich nicht erfasst (**Kupferplatte**). Eine Ausnahme stellt die Unterteilung von Dänemark Ost und West dar, um die Trennung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und des Synchrongebiets **Nordic** zu berücksichtigen. Zur übersichtlichen Ergebnisdarstellung werden Länder teilweise zu Regionen zusammengefasst (vgl. Abbildung 5).

KUPFERPLATTE

Es wird angenommen, dass es innerhalb eines Marktgebietes keine Netzengpässe und in der Folge einheitliche Strompreise gibt. Der hierfür notwendige Netzausbau wird anschließend ermittelt und geplant.

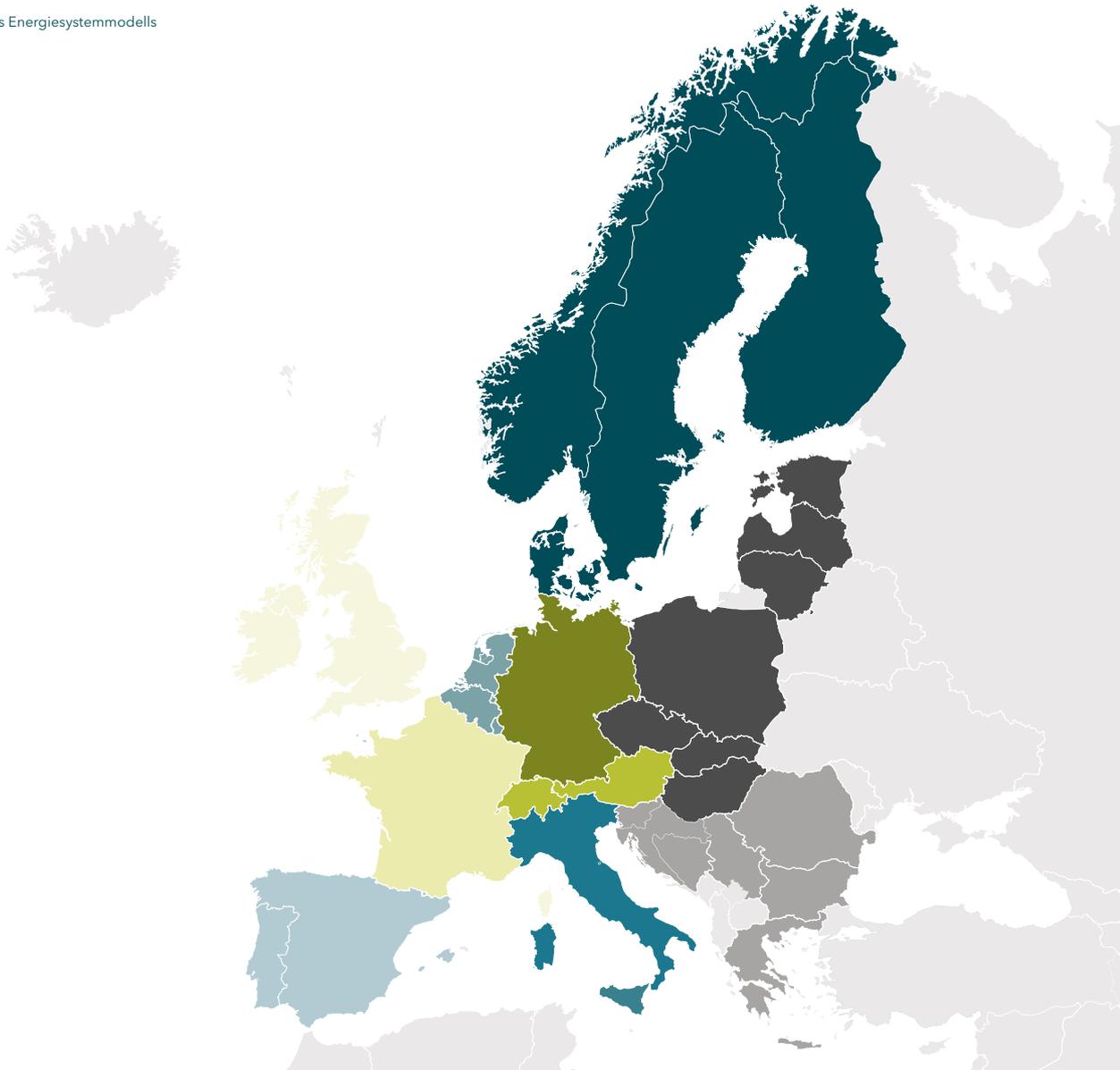
NORDIC

Das Netz-Synchrongebiet Nordic umfasst Norwegen, Finnland, Schweden und Dänemark Ost.

ABBILDUNG 5:

Geographischer Fokus des Energiesystemmodells

- Nordeuropa
- Britische Inseln
- Benelux
- Deutschland
- Osteuropa und Baltikum
- Alpen
- Südosteuropa
- Italien
- Frankreich
- Iberische Halbinsel



2.2.2 KLIMA- UND ENERGIEPOLITISCHE ZIELE

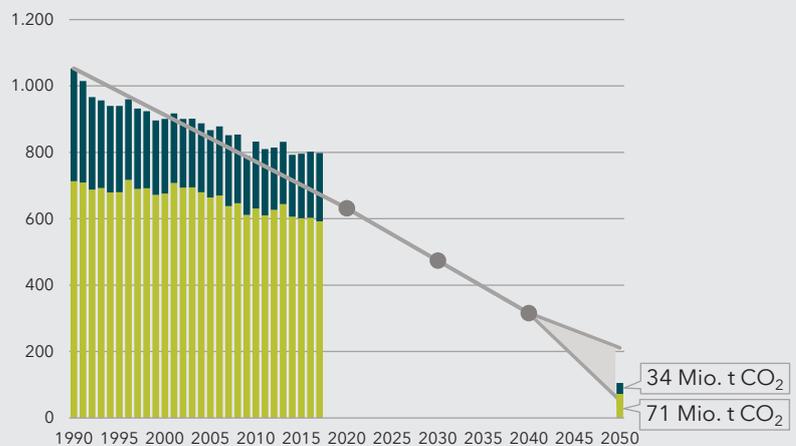
Die wesentliche klimapolitische Zielgröße ist das verbleibende CO₂-Budget im Jahr 2050: Die durch das Modell erfassten CO₂-Emissionen dürfen maximal 10% des Referenzwertes aus dem Jahr 1990 erreichen. Diese Vorgabe gilt sowohl für Deutschland als auch das gesamte Untersuchungsgebiet. Sonstige durch den Menschen verursachte Treibhausgasemissionen (beispielsweise von Industrieprozessen und der Landwirtschaft) werden nicht berücksichtigt.

Die durch das Modell erfassten Emissionsquellen decken rund 68% der CO₂-Emissionen von 1990 ab. Unter der Prämisse einer gleichmäßigen Verteilung des 90%-CO₂-Emissionsreduktionsziels auf die betrachteten und nicht-betrachteten Emissionsquellen folgt, dass die im Modell betrachteten Sektoren im Jahr 2050 nicht mehr als 71 Mio. t CO₂ emittieren dürfen (vgl. Abbildung 5).

ABBILDUNG 6:
Entwicklung der Kohlenstoffdioxid-Emissionen in Deutschland. Quellen: Eigene Berechnungen.

- Weitere Sektoren
- Betrachtete Sektoren
- Klimapolitische Ziele

CO₂-EMISSIONEN IN MIO. TONNEN



Eine weitere Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert voraussichtlich die Nutzung strombasierter (Kohlen-) Wasserstoffe im industriellen Maßstab. Wir nehmen an, dass diese vor allem in Regionen mit guten Standortbedingungen im außereuropäischen Ausland hergestellt und nach Europa und Deutschland importiert werden.

2.2.3 DIE ENERGIE-INFRASTRUKTUR DER ZUKUNFT

Das Energiesystemmodell berechnet den kostenminimalen Ausbau der Energieinfrastruktur (Erzeugungs-, Speicher- und Umwandlungstechnologien, sowie der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten) ausgehend von der bereits bestehenden oder geplanten Energieinfrastruktur in den Sektoren Strom, Wärme und Transport. Hierbei werden technische und wirtschaftliche Potenziale, Akzeptanzfaktoren sowie politische Ziele für erneuerbare Energien und weitere Technologien berücksichtigt. Akzeptanz und Umweltschutz werden durch zusätzliche Flächenrestriktionen für erneuerbare Energien erfasst und reduzieren das verfügbare Potenzial. Zudem wird angenommen, dass es bis 2050 einen europäischen Ausstieg aus der Kohlekraft geben und die CO₂-Abscheidung und -Speicherung im Energiesektor nicht zur Anwendung kommen wird.

Stromsektor

Im Jahr 2050 wird Strom ausschließlich durch weitestgehend oder vollständig klimaneutrale Technologien erzeugt. Neben erneuerbaren Energien wie Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft zählen dazu GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, Gasturbinen und außerhalb von Deutschland Kernkraftwerke. Die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten für Strom entsprechen mindestens den Vorgaben des TYNDP 2018-Szenarios Global Climate Action für das Zieljahr 2040.

SPEICHERKAPAZITÄT DER ELEKTROMOBILITÄT

Die verfügbare technische Speicherkapazität der Elektromobilität beträgt rund 1 TWh. Zum Vergleich: Die Speicherkapazität deutscher Pumpspeicherkraftwerke beträgt derzeit rund 40 GWh.

Wärmesektor

Die Wärmeversorgung kann prinzipiell über Nah- und Fernwärmenetze sowie dezentral erfolgen. Hierfür stehen folgende Technologien zur Verfügung: Gasbrennwertkessel, Wärmepumpen, Widerstandsheizungen, GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, Gasheizwerke und Solarthermie sowie der Nutzung von Warmwasserspeichern. Durch die Nutzung von Umgebungswärme weisen Wärmepumpen im Vergleich zu anderen Technologien sehr hohe Wirkungsgrade auf. Es wird angenommen, dass das durchschnittliche Verhältnis von Wärmeleistung zu eingesetzter Antriebsenergie (Strom) drei beträgt.

Transportsektor

Es wird zusätzlich angenommen, dass für die Dekarbonisierung des Transportsektors Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren vor allem durch batterieelektrische Fahrzeuge (80 %) und Brennstoffzellenfahrzeuge (20 %) ersetzt werden. Die Speicherkapazität batterieelektrischer Fahrzeuge kann teilweise auch für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Stromsektor genutzt werden. Wir gehen davon aus, dass die hierfür **verfügbare technische Speicherkapazität** rund 1 TWh betragen wird, jedoch aufgrund von Nutzerverhalten dem Energiesystem nur in begrenztem Umfang zur Verfügung steht.

Gassektor

Der Gassektor umfasst die Energieträger Erdgas, synthetisches Methan, Biogas und Wasserstoff. Synthetisches Methan kann über die Prozesse Elektrolyse und Sabatier aus Wasser, Kohlenstoffdioxid und Strom hergestellt werden. Für die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid wird die Abscheidung aus der Atmosphäre (Direct Air Capture – DAC) unterstellt. Hintergrund dafür ist die begrenzte Verfügbarkeit von anderen Kohlenstoffdioxidquellen in einem weitgehend dekarbonisierten Energie- und Wirtschaftssystem. Durch die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft hat der gesamte Prozess zur Herstellung von synthetischem Methan einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad (Gesamtprozess von Strom zu synthetischem Methan von 60 % (Brown, Schlachtberger, Kies, Schramm, & Greiner, 2018)). Durch die Nutzung anderer Kohlenstoffdioxidquellen, zum Beispiel im Rahmen der CO₂-Abscheidung und -Speicherung bei der Zement-, Stahl- und Aluminiumherstellung, können höhere Wirkungsgrade erreicht werden. Aufgrund der technischen Detailtiefe konnten diese Prozesse in der Vorliegenden Untersuchung jedoch nicht berücksichtigt werden.

Die gasförmigen Energieträger können über die bestehende Gasinfrastruktur transportiert und gespeichert, über verschiedene Technologien zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt sowie als Kraftstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt werden. Die bestehende Gasinfrastruktur verfügt im Vergleich zu den Sektoren Strom, Wärme und Transport über vergleichsweise hohe Speicherkapazitäten und -wirkungsgrade. Eine Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz wird bis zu einem maximalen Anteil von 5 % als technisch umsetzbar erachtet. Die Umsetzbarkeit höherer Beimischungsquoten ist Gegenstand aktueller Studien, wird jedoch nicht berücksichtigt. Wir gehen davon aus, dass die energetische Nutzung von Biomasse im Jahr 2050 nicht mehr gefördert wird, jedoch biogene Reststoffe in Biogasanlagen zu Biogas verarbeitet, auf Erdgasqualität aufbereitet und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist wird (BDEW, 2019).

Die Brennstoffkosten für den Import von Erdgas wurden mit 21,60 EUR/MWhth (bezogen auf den oberen Heizwert) angenommen (Schröder, Kunz, Meiss, Mendelvitch, & von Hirschhausen, 2013). Die Brennstoffkosten für den Import von synthetischem Methan aus regenerativer Stromerzeugung belaufen sich auf 120 EUR/MWhth (Agora, 2018).

2.2.4 ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCH

HINWEIS ZUR NETTO-STROMNACHFRAGE

Die (Netto-) Stromnachfrage beinhaltet den Endenergieverbrauch von Strom sowie die Stromnachfrage der Sektoren Wärme, Gas und Transport, jedoch keinen Eigenverbrauch von Kraftwerken und Netzverluste.

NETZVERLUSTE

Unter dem Begriff Netzverluste versteht man die gesamte Arbeit in Kilowattstunden welche bei der Stromübertragung oder Umspannen verloren geht. Netzverluste kann man als die Differenz zwischen der abgelesenen Energie an den Einspeisestellen und der verrechneten Energie bei den Endverbrauchern ansehen. (Dipl.-Ing. Zebisch, 1959)

Stromsektor

Es wird angenommen, dass der Endenergieverbrauch von Strom bis 2050 weitestgehend konstant bleiben wird, da sich Effizienzmaßnahmen und zusätzliche Verbraucher (unter anderem Digitalisierung) aufheben werden. Zur Herleitung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 wird die **Netto-Stromnachfrage** von 2017 verwendet (Deutschland: 520 TWh) (BMW, 2019a). Für die Berechnung des Endenergieverbrauchs wird die Netto-Stromnachfrage um Wärme- und Transportanwendungen bereinigt: hierfür wird von der Netto-Stromnachfrage der Anteil für Raumwärme und Warmwasser abgezogen (51 TWh) und zusätzlich die Stromnachfrage für die vollständige Elektrifizierung des Kochens mit Gas und des Schienenverkehrs mit Diesel hinzugerechnet (19 TWh). Dies ergibt einen Endenergieverbrauch von 488 TWh Strom. Auf Basis einer Voranalyse wurden die Netzverluste auf 39 TWh geschätzt. Die tatsächlichen **Netzverluste** wurden ex-post im Rahmen von Netzberechnungen mit 37 TWh bestimmt und weichen folglich nur geringfügig ab. Insgesamt ergibt sich somit ein Endenergieverbrauch von Strom zuzüglich Netzverlusten in Höhe von 527 TWh im Jahr 2050. Die zusätzliche Stromnachfrage durch die Sektorenkopplung (beispielsweise für das Laden der Elektrofahrzeuge oder der Verbrauch durch Wärmepumpen) ist Teil der Simulationsergebnisse und wird in Abschnitt 2.3 dargestellt.

Wärmesektor

Es wird angenommen, dass der Endenergieverbrauch von Wärme im Gebäudesektor durch eine Steigerung der Energieeffizienz bis 2050 deutlich sinken wird. Wir rechnen mit einem Endenergieverbrauch von 427 TWh für Raumwärme, Warmwasser und sonstiger Prozesswärme für Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen in Deutschland. Der Endenergieverbrauch von Wärme in der Industrie wird in dieser Studie nicht berücksichtigt (Begründung siehe Abschnitt 2.2.2). Im Sinne einer robusten Netzplanung unterstellen wir eine Effizienzsteigerung von 48% gegenüber 2008 (823 TWh) für die zuvor genannten Anwendungsbereiche. Verschiedene Studien weisen in ihren Trendszenarien jeweils eine Effizienzsteigerung von 30%, bis 50% im Vergleich zu 2008 auf. Hierzu zählen die Energieeffizienzstrategie Gebäude (BMW, 2015b), die Energierferenzprognose (BMW, 2014), das Klimaschutzszenario 2050 (BMU, 2015) sowie die Studie 100% Wärme aus erneuerbaren Energien (ifeu et al, 2014).

Transportsektor

Wir gehen davon aus, dass die Transportleistung für Waren und Güter in Zukunft weitestgehend konstant bleiben wird, jedoch die Endenergienachfrage im Transportsektor in Deutschland durch die Steigerung der Energieeffizienz von 622 TWh im Jahr 2018 auf 186 TWh bis 2050 sinkt. Dies ist auf den Wechsel der Antriebstechnologie von Verbrennungsmotoren hin zu batterieelektrischen Antrieben (BEV) oder Antrieben mit Brennstoffzellentechnik (FCEV) zurückzuführen. Im Durchschnitt kommt ein batterieelektrisches Fahrzeug mit einer Kilowattstunde Strom rund 3,5-mal so weit wie ein vergleichbares Fahrzeug mit Verbrennungsmotor und gleicher Energie in Form von Superbenzin (Brown, Schlachtberger, Kies, Schramm, & Greiner, 2018); 0,11 Liter Superbenzin hat gleich viel Energie wie eine Kilowattstunde Strom (Dena, 2013). Grundlage für diese exemplarische Überschlagsrechnung ist der durchschnittliche Endenergieverbrauch von PKW mit Verbrennungsmotoren (Stand 2011: 0,7 kWh/km) und aktueller batterieelektrischer Fahrzeuge mit einem **Tank-to-Wheel**-Energieverbrauch von 0,2 kWh/km. Weitere Maßnahmen, die den Endenergiebedarf im Transportsektor senken können, wie zum Beispiel Mobilitätskonzepte und ein verändertes Verbraucherverhalten, werden in dieser Studie nicht berücksichtigt. Der Transportsektor umfasst den Endenergieverbrauch des Straßen- und Schienenverkehrs, während der Endenergieverbrauch von Luft- und Schifffahrt nicht berücksichtigt wird (Begründung siehe Abschnitt 2.2.2).

TANK-TO-WHEEL

Tank-to-Wheel bezeichnet die Effizienz mit dem die getankte oder geladene Energie in gefahrene Kilometer umgesetzt wird („vom Energiespeicher im Fahrzeug bis zum gefahrenen Kilometer“). (Umweltbundesamt, 2013)

2.2.5 ANNAHMEN ZUR REGIONALISIERUNG

Das Energiesystemmodell bildet die europäischen Marktgebiete entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 2.2 ab. Für die Simulation des Übertragungsnetzes sowie zur Ableitung von Erkenntnissen für Baden-Württemberg ist eine Regionalisierung der Ergebnisse für das Marktgebiet Deutschland erforderlich. Hierfür werden Annahmen zur regionalen demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung, zur Regionalisierung erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerken getroffen.

Als Annahme zur Regionalisierung der Wärme- und Transportnachfrage wird ein pro rata Ansatz abhängig von der Bevölkerungsverteilung gewählt. Hierfür werden die Prognosen des Statistischen Bundesamtes zur Bevölkerungsentwicklung in Deutschland zugrunde gelegt. Die regionale Netto-Stromnachfrage mit Netzverlusten wird nach der Methodik des NEP 2030, Version 2019 anhand definierter Kennzahlen berechnet. Die Kennzahlen berücksichtigen unter anderem regionale Angaben zu Bevölkerung, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung, Wohngebäude- und Wohnungsbestand, Anzahl und Struktur der Haushalte sowie die durchschnittliche Fahrleistung im Nahverkehr (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018a).

Für die Regionalisierung erneuerbarer Energien im Jahr 2050 hat TransnetBW die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) beauftragt. Basis der Regionalisierung sind von TransnetBW definierte Mantelzahlen für die installierte Leistung und Jahresstromerzeugung erneuerbarer Energien sowie der aktuelle Anlagenbestand, standortspezifische Potenziale und gesetzliche Rahmenbedingungen. Die Regionalisierung wurde mit dem Modell **FREM** durchgeführt.

FREM

FREM ist ein hochaufgelöstes zeitliches und regionalisiertes Energiesystemmodell der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE). Basierend auf statistischen und räumlichen Daten können hiermit unter anderem Flächenpotenziale und ein regionaler Zubau von volatilen Erneuerbaren bestimmt werden. (FFE e. V., 2017)

REDISPATCH

Unter Redispatch versteht man Eingriffe in die Erzeugungslleistung von Kraftwerken, um Netzengpässe zu vermeiden (präventiv) oder zu beseitigen (kurativ). Entsteht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, wird die Einspeiseleistung der Kraftwerke diesseits des Engpasses reduziert während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. (BNetzA, 2019b)

Die Regionalisierung konventioneller Kraftwerke wird unter der Annahme durchgeführt, dass gasbefeuerte Kraftwerke neben der Stromversorgung vor allem auch die Wärmeversorgung absichern. Dementsprechend wird ausgehend von heutigen Kraftwerksstandorten mit Kraft-Wärme-Kopplung eine pro rata Verteilung auf Basis der Wärmeengpassleistung durchgeführt. Für Gasturbinen wird angenommen, dass sie zur Absicherung der Versorgungssicherheit und **Redispatch** an Standorten mit bestehender Erdgasinfrastruktur installiert werden.

2.3 ERGEBNIS DER SIMULATIONSSTUDIE

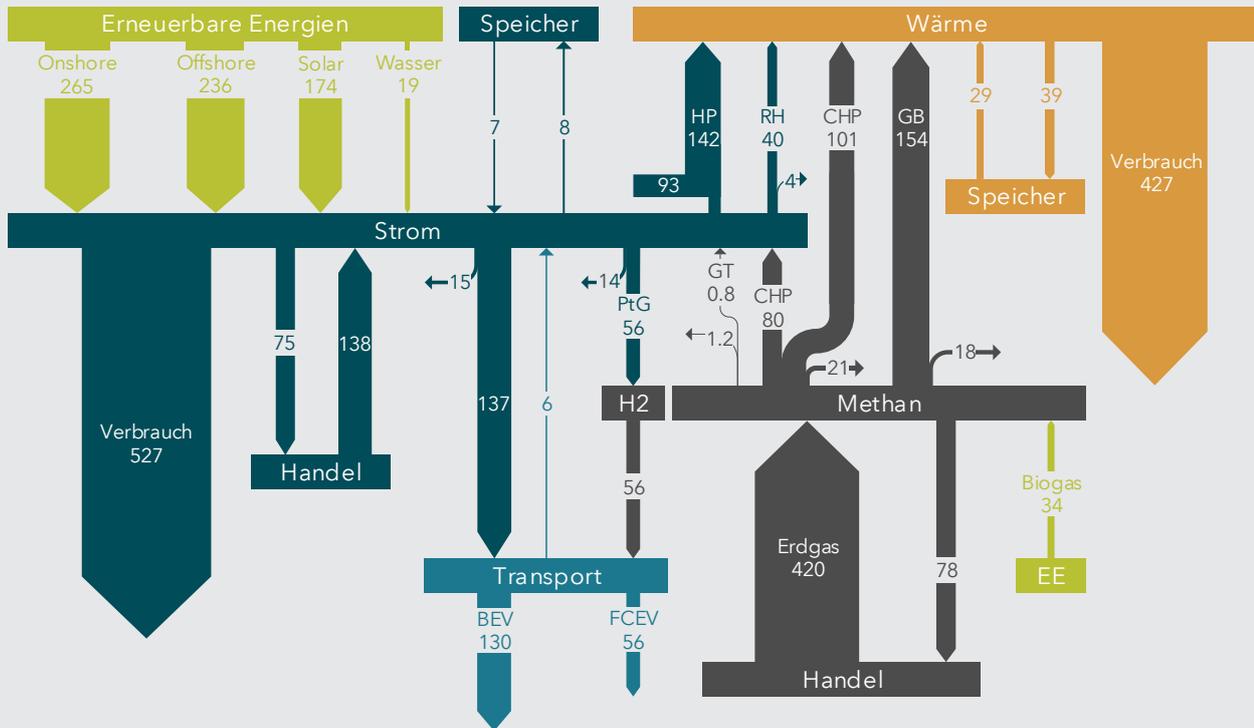
Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse des Energiesystemmodells dargestellt. Zunächst werden die zukünftigen Energieflüsse der Sektoren Strom, Wärme, Transport und Gas in Deutschland aufgezeigt. Anschließend wird der Fokus auf den deutschen und europäischen Stromsektor gelegt und die Entwicklung der Energie Infrastruktur für Strom ebenso wie die Stromerzeugung und Stromnachfrage und der grenzüberschreitende Stromhandel diskutiert. Abschließend wird die Entwicklung der europäischen Kohlenstoffdioxidemissionen ausgewertet.

2.3.1 SEKTORENKOPPLUNG: ENERGIE IM FLUSS

Eines der Kernergebnisse des Energiesystemmodells sind die Energieflüsse in und zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Transport und Gas im Jahr 2050. In Abbildung 7 sind die Energieflüsse für Deutschland dargestellt.

ABBILDUNG 7:
Energieflüsse in Deutschland in 2050. Alle Angaben in TWh.
Quellen: Eigene Berechnungen.

- BEV** Elektrofahrzeug (Battery Electric Vehicle)
- CHP** GuD mit KWK-Auskopplung
- FCEV** Brennstoffzellen-Fahrzeug (Fuel Cell Electric Vehicle)
- GB** Gasbrennwertkessel (Gas Boiler)
- GT** Gasturbine
- H2** Wasserstoff
- HP** Wärmepumpen (Heat pumps)
- PtG** Power to Gas
- RH** Widerstandsheizung (Resistive Heater)



Die betrachteten Sektoren weisen einen gemeinsamen Endenergieverbrauch von 1140 TWh auf (hierbei sind die Netzverluste im Übertragungsnetz mit einberechnet): hiervon entfallen 46% auf den Stromsektor, 37% auf den Wärmesektor und 16% auf den Transportsektor. Der Netto-Stromverbrauch zuzüglich Netzverluste beträgt 842 TWh und teilt sich in 527 TWh Endenergieverbrauch von Strom (klassische Stromnachfrage) und zusätzlich 315 TWh für die direkte und indirekte Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Transport auf. Im Kontext einer steigenden Energieeffizienz sinkt hingegen der Endenergieverbrauch im Wärme- und Transportsektor deutlich.

Zu den wichtigsten Primärenergiequellen zählen 2050 erneuerbare Energien, vor allem Windenergie und Photovoltaik, oder die Gewinnung beziehungsweise der Import von gasförmigen Energieträgern (Erdgas und strombasierter Kohlenwasserstoffen). Unter den getroffenen Annahmen stellt die Erzeugung von Wärme durch Solarthermie in Deutschland keine wirtschaftliche Alternative dar. Möglicherweise können nicht berücksichtigte Anwendungsbereiche jedoch einen relevanten Bedarf an Solarthermie aufweisen. Während derzeit Braun- und Steinkohle wichtige fossile Primärenergieträger darstellen, werden in Zukunft vor allem Erdgas, Biogas und strombasierte Kohlenwasserstoffe zur Strom- und Wärmeproduktion in konventioneller Kraftwerken eingesetzt werden. Aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nehmen wir an, dass strombasierte Kohlenwasserstoffe aus dem außereuropäischen Ausland importiert werden. Wir gehen davon aus, dass der Bedarf an strombasierten Kohlenwasserstoffen mit ambitionierteren Klimazielen weiter steigen wird. Im Vergleich zu 2018 nimmt die Abhängigkeit von Primärenergieimporten (vor allem Uran, Steinkohle, Erdgas und Erdöl) ab, jedoch steigt die Abhängigkeit von volatilen Primärenergiequellen (Windenergie und Photovoltaik).

ANNAHMEN ZU WÄRMEPUMPEN

Wir nehmen an, dass eine Wärmepumpe von 4 kW thermischer Leistung ausreicht, um ein 120 qm Passiv-Einfamilienhaus mit einem spezifischen Wärmebedarf von 15 W/m² für 4 Personen und einer Sperrzeit von 6 Stunden mit Wärme zu versorgen.

WASSERKRAFTWERKE UND STATIONÄRE BATTERIE-SPEICHER IN DEUTSCHLAND

Aufgrund der geographischen Bedingungen ist das wirtschaftliche Potenzial für Wasserkraftwerke in Deutschland gering. Der wirtschaftliche Betrieb von stationären Batteriespeichern ist aufgrund hoher Investitionsaufwendungen und geringer Preisdifferenzen unwahrscheinlich.

2.3.2 DIE ZUKUNFT DES STROMSEKTORS

HINWEIS ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Sinne der europäischen und nationalen Vorgaben sind gegebenenfalls weitere Kraftwerke (oder flexible Verbraucher) erforderlich. Belastbare Ergebnisse bezüglich der erforderlichen gesicherten Leistung können im Rahmen von Versorgungssicherheitsstudien ermittelt werden, welche u.a. unterschiedliche meteorologische und energiewirtschaftliche Szenarien, Nichtverfügbarkeiten von Kraft- und Heizwerken sowie Netzbetriebsmitteln berücksichtigen.

Die Sektorenkopplung führt zu einem stärkeren Austausch von Energie zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Transport und Gas. Insbesondere die Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors führt zu einer stärkeren Integration des Stromsektors in das Energiesystem. In Zukunft bilden der Strom- und Gassektor das Rückgrat eines dekarbonisierten Energiesystems. In Zeiten hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien wird die Endenergienachfrage aller Sektoren hauptsächlich über den Stromsektor gedeckt. Zudem können zeitlich begrenzte Überschüsse im Transport- und Wärmesektor gespeichert werden. Diese Flexibilität ermöglicht eine nahezu vollständige Integration volatiler erneuerbarer Energien. Die wichtigsten Technologien zur Integration des Stromsektors stellen die direkte und indirekte Elektromobilität dar. Auf batterieelektrische Fahrzeuge entfallen rund 20% der Netto-Stromnachfrage (zuzüglich Netzverlusten), weitere 8% auf die Wasserstoffherstellung für Brennstoffzellenfahrzeuge. Das Flexibilitätspotenzial von Vehicle-to-Grid entspricht etwa der Flexibilität von Pumpspeicher im Jahr 2018 (Energiebilanzen, 2019). Rund 11% der Netto-Stromnachfrage (zuzüglich Netzverlusten) fallen für die Wärmeversorgung an. Insbesondere **Wärmepumpen** spielen eine zentrale Rolle für die zukünftige Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten. Diese versorgen mit einer thermischen Leistung von 38 GW rund 9,5 Millionen Einfamilienhäuser mit Wärme und decken damit rund ein Drittel der Wärmenachfrage. Geringe Investitionsaufwendungen für Wärmespeicher und hohe Wirkungsgrade der direkten Umwandlung von Strom zu Wärme ermöglichen damit eine effiziente Integration erneuerbarer Energien in den Wärmesektor. Gasbefeuerte GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und Heizwerke besichern die Wärmeversorgung in Zeiten geringeren Verfügbarkeit erneuerbarer Energien.

Die Speicherung von Energie ermöglicht eine zeitliche Flexibilisierung, um Angebot und Nachfrage effizient zu bewirtschaften. Während die wirtschaftlichen Potenziale für die **direkte Speicherung von Strom** stark begrenzt sind, weist vor allem die Gasinfrastruktur enorme Speicherkapazitäten auf. Zudem können im Wärme- und Transportsektor perspektivisch große Potenziale gehoben werden. Durch die Sektorenkopplung können die Speicherpotenziale in den Sektoren Gas (Gasinfrastruktur), Transport (Batterie- und Wasserstoffspeicher) und Wärme (Warmwasserspeicher) genutzt werden. Die Gasspeicherkapazitäten belaufen sich in Europa im Jahr 2018 auf rund 1400 TWh und davon 227 TWh in Deutschland (GIE, 2020). Diese Speicherkapazitäten für gasförmige Energieträger stehen voraussichtlich auch im Jahr 2050 zur Verfügung. Weitere Speichermöglichkeiten sind Warmwasserspeicher mit 2,5 TWh Speicherkapazität und 54 GW Wärmeengpassleistung, gefolgt von BEV-Speicher (0,9 TWh) und Wasserstoffspeicher (0,5 TWh). Die Speicherkapazität von BEV basiert auf den in Kapitel 2.2.3 dargestellten Annahmen.

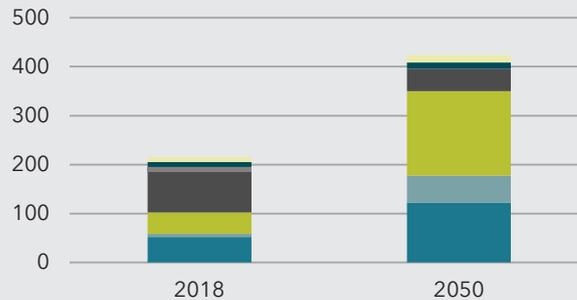
Um die klima- und energiepolitischen Ziele bis 2050 zu erreichen, ist eine grundlegende Transformation des Stromversorgungssystems notwendig (vgl. Abbildung 8). In Deutschland ist diese im Wesentlichen durch zwei Trends geprägt: 1) einen starken Ausbau erneuerbarer Energien und 2) der Substitution von Kohlekraftwerken durch GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Die Netto-Nennleistung von PV-Anlagen wird sich in Deutschland von 44 GW im Jahr 2018 auf 173 GW im Jahr 2050 etwa vervierfachen. Rund 75% der installierten Leistung wird voraussichtlich auf Dach- und Gebäudeflächen entfallen. Die installierte Netto-Nennleistung von Windenergieanlagen an Land und auf See steigen um insgesamt 120 GW auf mehr als das Dreifache von heute an. Insbesondere der Zubau von Windenergie auf See wird aufgrund der hohen Verfügbarkeit eine wichtige Rolle spielen. Der Ausbau der Windenergie an Land umfasst sowohl neue Windparks an geeigneten Standorten als auch das Ersetzen von Bestandsanlagen durch leistungsfähigere Anlagen (Repowering). Zur **Besicherung der Strom- und Wärmeerzeugung** in wind- und sonnenschwachen Stunden werden 46 GW Gaskraftwerke, überwiegend GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, benötigt.

Diese werden mit Erdgas, synthetischem Methan und aufbereitetem Biogas betrieben. Anlagen zur Verwertung biogener Stoffe werden, wie in Abschnitt 3.2.3 beschrieben, zur Erzeugung von Biogasen genutzt und weisen keine direkte Stromerzeugung auf.

ABBILDUNG 8:
Entwicklung der Netto-Nennleistung von Erzeugungstechnologien von Strom in Deutschland. Quellen: ENTSO-E Statistical Factsheet 2018 (ENTSO-E, 2019b), eigene Berechnungen.

- Sonstige
- Wasserkraft
- Kernenergie
- Fossile Energieträger
- Photovoltaik
- Windenergie auf See
- Windenergie an Land

NETTO-NENNLEISTUNG IN GW



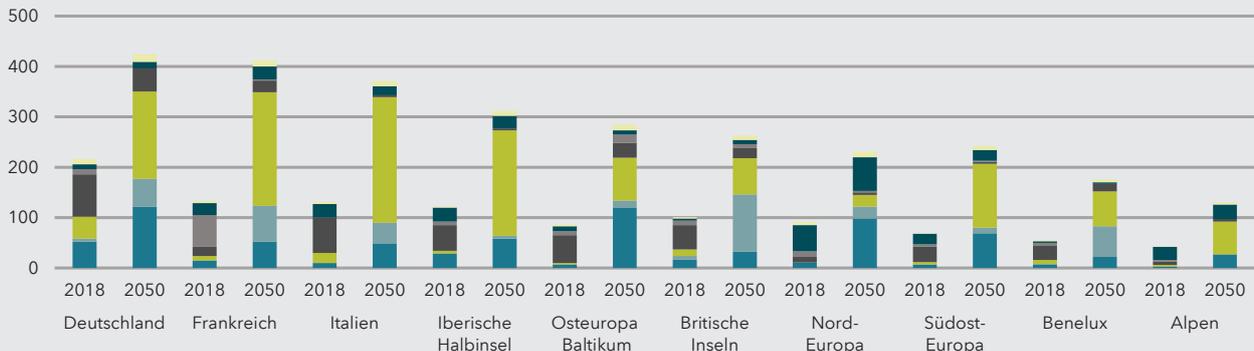
Auch in Europa zeichnet sich dieser Trend ab (vgl. Abbildung 9).

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass erneuerbare Energien in ganz Europa ambitioniert ausgebaut werden: Im Vergleich zu 2018 wächst die installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen von 112 GW auf 1.298 GW beziehungsweise von 171 GW auf 1044 GW. Den Standortbedingungen entsprechend werden Photovoltaikanlagen verstärkt in Südeuropa (Frankreich, Italien und der iberischen Halbinsel) eingesetzt, während die Windenergie vorzugsweise an windreiche Küstenstandorte in Mittel-, Nord- und Osteuropa ausgebaut wird. Zudem werden vor allem in Skandinavien und den Alpenländern Wasserkraftwerke zur Stromerzeugung und saisonalen Stromspeicherung genutzt. Die Netto-Nennleistung thermischer Kraftwerke sinkt bis 2050 um rund 65% auf 186 GW. Neben Gaskraftwerken werden in Europa voraussichtlich auch weiterhin Kernkraftwerke (27 GW) zur Stromerzeugung eingesetzt. Diese können in begrenztem Umfang wirtschaftlich sinnvoll für die Deckung der Grundlast eingesetzt werden. Gaskraftwerke bieten in einem Stromsystem mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien hingegen den Vorteil, dass sie erstens hochflexibel eingesetzt werden können und zweitens geringere Investitionsaufwendungen aufweisen. Zudem ist die Kraft-Wärme-Kopplung eine Schlüsseltechnologie zur Verbesserung der Energieeffizienz.

ABBILDUNG 9:
Entwicklung der Netto-Nennleistung von Erzeugungstechnologien in Europa. Quellen: ENTSO-E Statistical Factsheet 2018 (ENTSO-E, 2019b), eigene Berechnungen.

- Sonstige
 - Wasserkraft
 - Kernenergie
 - Fossile Energieträger
- Photovoltaik
 - Windenergie auf See
 - Windenergie an Land

NETTO-NENNLEISTUNG IN GW



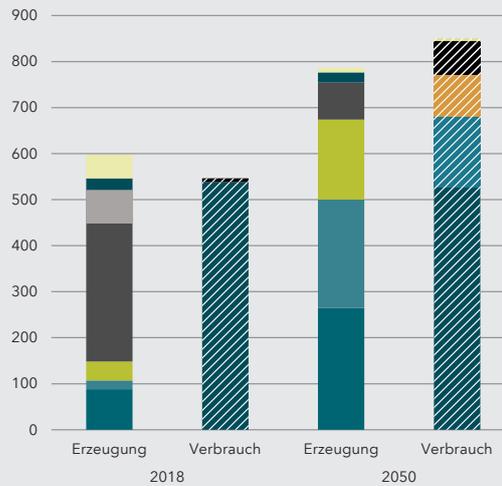
Die Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverlusten wächst in Deutschland aufgrund der Elektrifizierung der anderen Sektoren bis 2050 um rund 40% auf 842 TWh (vgl. Abbildung 10). Während der Endenergieverbrauch von Strom zuzüglich Netzverlusten per Annahme auf einem weitestgehend konstanten Niveau verbleiben wird, erwarten wir eine zusätzliche Stromnachfrage von 315 TWh durch die Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors sowie zur Herstellung von Wasserstoff über das Elektrolyse-Verfahren. Insbesondere die Elektrifizierung des Transportsektors erhöht die Stromnachfrage: 152 TWh (inklusive 15 TWh Umwandlungsverlusten) werden direkt durch batterieelektrische Fahrzeuge verbraucht und 70 TWh (inklusive 14 TWh Umwandlungsverlusten) zur Herstellung von Wasserstoff genutzt, welcher fast vollständig in Brennstoffzellenfahrzeugen verwendet wird. Durch die teilweise Elektrifizierung des Wärmesektors mit Wärmepumpen und Widerstandsheizungen steigt die Netto-Stromnachfrage um 93 TWh. Aufgrund der Sektorenkopplung erwarten wir eine deutlich höhere maximale Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverlusten: Mit 216 GW ist die Spitzenlast mehr als zweieinhalb Mal so hoch wie heute (82 GW) (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2019b). Die maximale Netto-Stromnachfrage wird insbesondere durch die Elektrifizierung des Transport- (105 GW) und des Wärmesektors (41 GW) bestimmt. Die Flexibilitätsoptionen im Transport- und Wärmesektor ermöglichen durch einen flexiblen Einsatz, unter anderem der jeweiligen Speicher, die Integration erneuerbarer Energien bei hoher Verfügbarkeit. Weitere 68 GW entfallen auf den unflexiblen Endenergieverbrauch des Stromsektors.

In Deutschland werden konventionelle Erzeugungstechnologien zunehmend von erneuerbaren Energien verdrängt. Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien wächst gegenüber 2018 um das 4,5-fache auf 675 TWh und stellt damit die wichtigste Primärenergiequelle dar. Den größten Anteil an der Netto-Stromerzeugung weist die Windenergie an Land (34%) auf, dicht gefolgt von Windenergie auf See (30%) und Photovoltaik (22%). In Summe beträgt der Anteil dieser Technologien 80% der Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverlusten. Aufgrund der hohen Nachfrageflexibilität, die durch die Sektorenkopplung erschlossen wird, kann die Stromerzeugung erneuerbarer Energien fast vollständig integriert werden. Die Stromerzeugung thermischer Kraftwerke reduziert sich um 80% auf 80 TWh. Diese werden zudem äußerst flexibel betrieben und erreichen durchschnittlich 1.760 Volllaststunden.

ABBILDUNG 10:
Entwicklung der Netto-Stromnachfrage mit Netzverlusten und der Netto-Stromerzeugung in Deutschland.
Quellen: ENTSO-E Statistical Factsheet 2018 (ENTSO-E, 2019b), eigene Berechnungen.

- | Verbrauch | | Erzeugung | |
|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| ■ Sonstige | ■ Sonstige | ■ Wasserkraft | ■ Wasserkraft |
| ■ Wasserkraft | ■ Kernenergie | ■ Kernenergie | ■ Fossile Energieträger |
| ■ Power-to-Gas | ■ Fossile Energieträger | ■ Photovoltaik | ■ Photovoltaik |
| ■ Power-to-Heat | ■ Photovoltaik | ■ Windenergie auf See | ■ Windenergie auf See |
| ■ Power-to-Mobility | ■ Windenergie auf See | ■ Windenergie an Land | ■ Windenergie an Land |
| ■ Endenergieverbrauch | ■ Stromnachfrage 2018 | | |
| ■ Stromnachfrage 2018 | | | |

NETTO-STROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH IN TWh

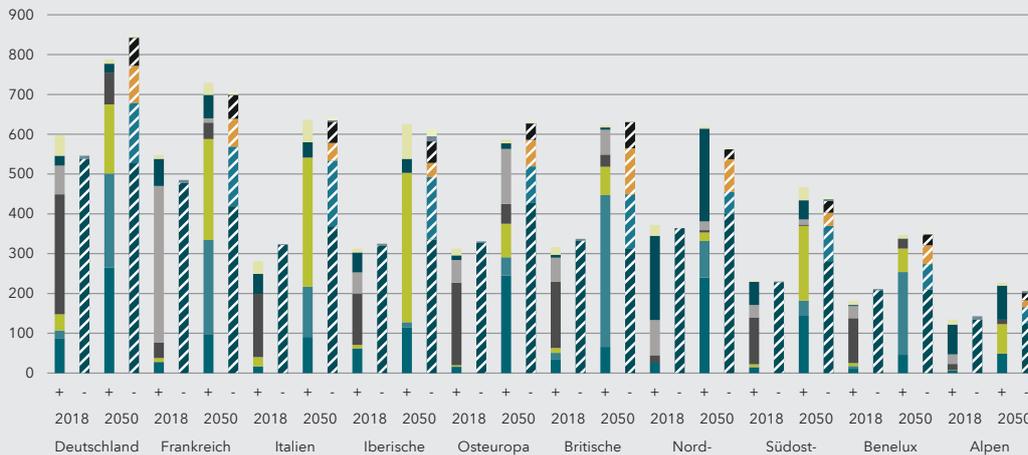


Auch in Europa führt die Sektorenkopplung zu einer wachsenden Stromnachfrage (vgl. Abbildung 11): Im Vergleich zu 2018 steigt die Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverlusten um über 70% auf 5615 TWh. Insbesondere in Italien, auf der iberischen Halbinsel, dem Baltikum und in Osteuropa steigt die Stromnachfrage überproportional. Windenergie und Photovoltaik substituieren auch in Europa die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke fast vollständig: Über 90% der Netto-Stromerzeugung stammen aus erneuerbaren Energien. Aufgrund spezifischer Standortbedingungen werden Windenergie und Photovoltaik regional unterschiedlich stark eingesetzt. Während in Italien und der iberischen Halbinsel die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen dominiert, wird in Nordeuropa, den Britischen Inseln und Osteuropa vor allem Windenergie eingesetzt. Deutschland, Frankreich und Südosteuropa haben in Bezug auf erneuerbare Energien einen vergleichsweise homogenen Energiemix.

ABBILDUNG 11:
Entwicklung der Netto-Stromnachfrage mit Netzverlusten und der Netto-Stromerzeugung in Europa.
Quellen: ENTSO-E Statistical Factsheet 2018 (ENTSO-E, 2019b), eigene Berechnungen.

- | Verbrauch (-) | | Erzeugung (+) | |
|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| ■ Sonstige | ■ Sonstige | ■ Wasserkraft | ■ Wasserkraft |
| ■ Wasserkraft | ■ Kernenergie | ■ Kernenergie | ■ Fossile Energieträger |
| ■ Power-to-Gas | ■ Fossile Energieträger | ■ Photovoltaik | ■ Photovoltaik |
| ■ Power-to-Heat | ■ Photovoltaik | ■ Windenergie auf See | ■ Windenergie auf See |
| ■ Power-to-Mobility | ■ Windenergie auf See | ■ Windenergie an Land | ■ Windenergie an Land |
| ■ Endenergieverbrauch | ■ Stromnachfrage 2018 | | |
| ■ Stromnachfrage 2018 | | | |

NETTO-STROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH IN TWh



2.3.3 EIN EUROPÄISCHER BINNENMARKT FÜR STROM

Der grenzüberschreitende Stromhandel ist von großer Bedeutung, um in einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgungssystem Angebot und Nachfrage effizient zu bewirtschaften. Bis zum Jahr 2050 steigen die Netto-Übertragungskapazitäten (NTC) für Stromimporte nach beziehungsweise Stromexport aus Deutschland deutlich an (vgl. Abbildung 12). Im Vergleich zu rund 17,5 GW Export- beziehungsweise 21,1 GW Importkapazität im Jahr 2020 ist für 2050 eine Verdopplung auf 39 GW Export- und 40,5 GW Importkapazität zu erwarten. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass ein Ausbau der grenzüberschreitenden Handelskapazität von bzw. nach Deutschland über die im TYNDP 2018 identifizierten Umfang nicht notwendig ist.

ABBILDUNG 12:
Entwicklung der Netto-Übertragungskapazitäten für Deutschland. Quellen: Bedarfsanalyse 2019 (Szenario „t+1“), eigene Berechnungen.

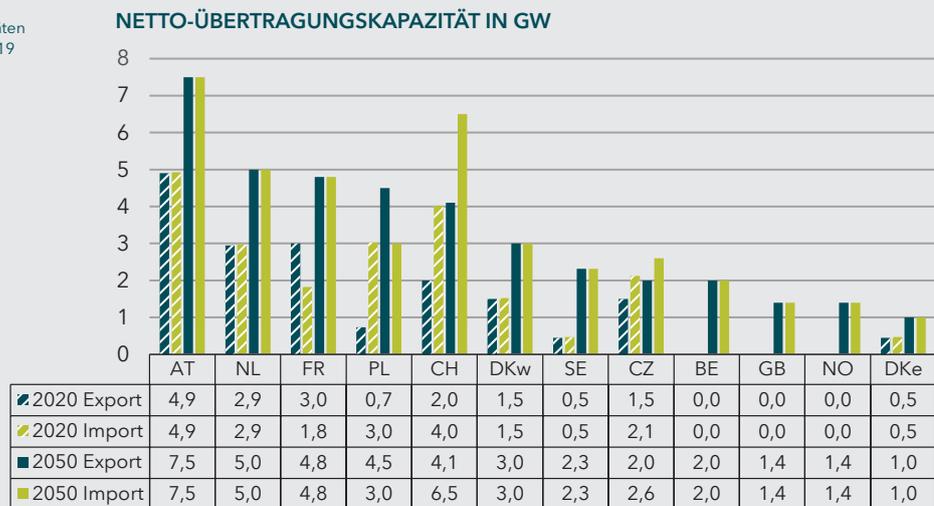
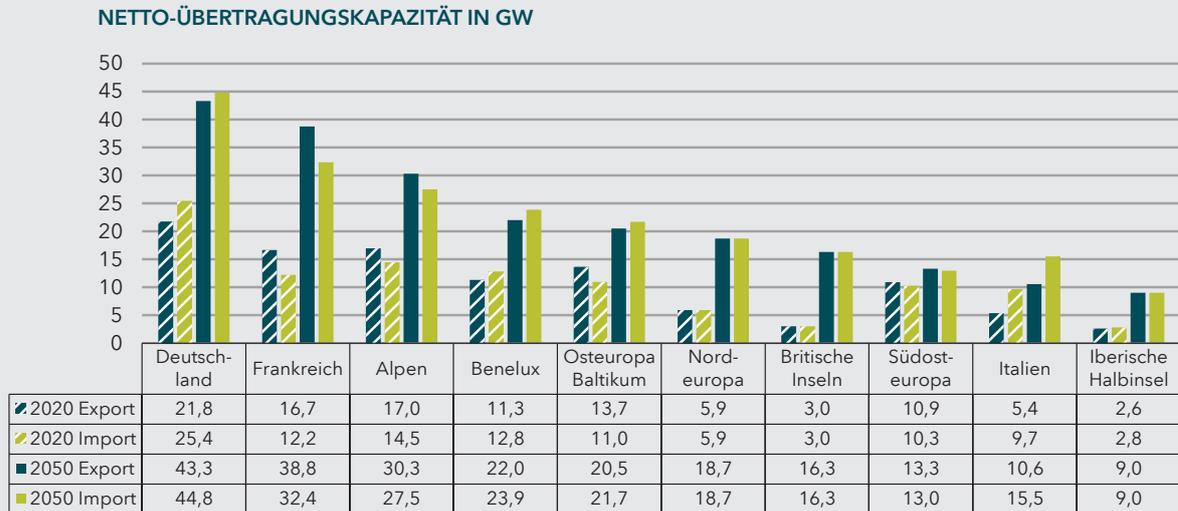


Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Netto-Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Regionen. Im Vergleich zu 2020 steigen die Netto-Übertragungskapazitäten zwischen allen betrachteten Regionen bis 2050 teilweise deutlich an. Ausgehend von den Referenzwerten des TYNDP 2018 werden nur die Netto-Übertragungskapazitäten zwischen Norwegen und Schweden um rund 0,6 GW (ca. +14%) ausgebaut.

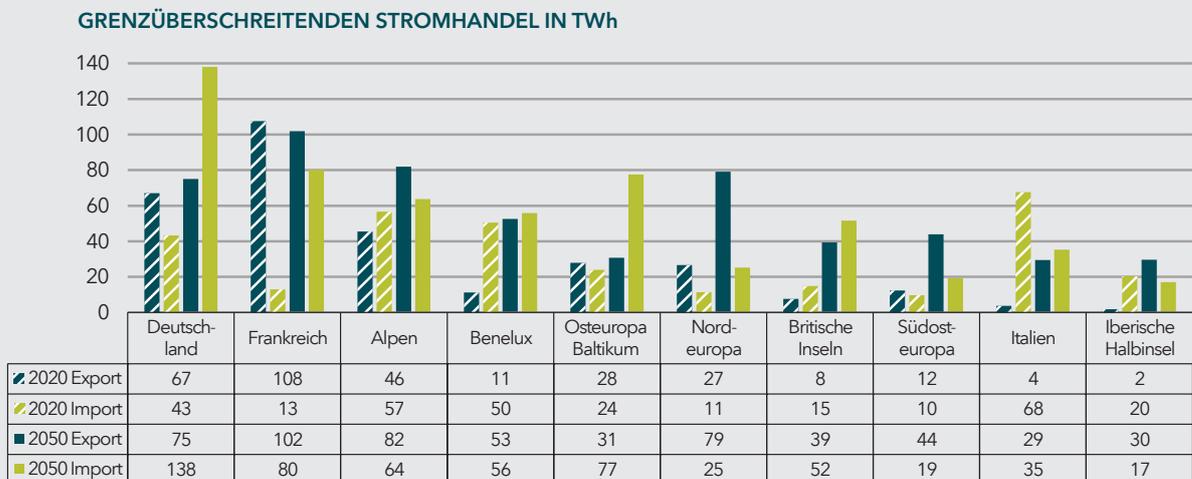
ABBILDUNG 13:
Entwicklung der Netto-Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen in Europa.
Quellen: Bedarfsanalyse 2019 (Szenario „t+1“), eigene Berechnungen.



BEDARFSANALYSE 2019 SZENARIO „T+1“
Die Bedarfsanalyse wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern gemäß EnWG erstellt, um die zukünftig erforderliche Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Redispatch-Maßnahmen aufzuzeigen (Übertragungsnetzbetreiber, 2018). Das Szenario „t+1“ der Bedarfsanalyse 2019 betrachtet das Stromsystem im Jahr 2020.

Der grenzüberschreitende Stromhandel wächst im Vergleich zum Jahr 2020 deutlich (vgl. Abbildung 14). Als Referenz für das Jahr 2020 dienen die Ergebnisse der **Bedarfsanalyse 2019 im Szenario „t+1“**. Deutschland importiert 2050 138 TWh Strom aus den benachbarten Marktgebieten, dies entspricht einem Wachstum von rund 300% im Vergleich zu den Referenzwerten für das Jahr 2020. Demgegenüber steht ein moderater Anstieg der Stromexporte von 67 TWh auf 75 TWh. Deutschland entwickelt sich weg vom Stromexporteur hin zum Stromimporteuer. Vor allem Nordeuropa, Südosteuropa, Schweiz, Österreich, Frankreich und Spanien werden in Zukunft verstärkt Strom exportieren und Europa mit Energie versorgen.

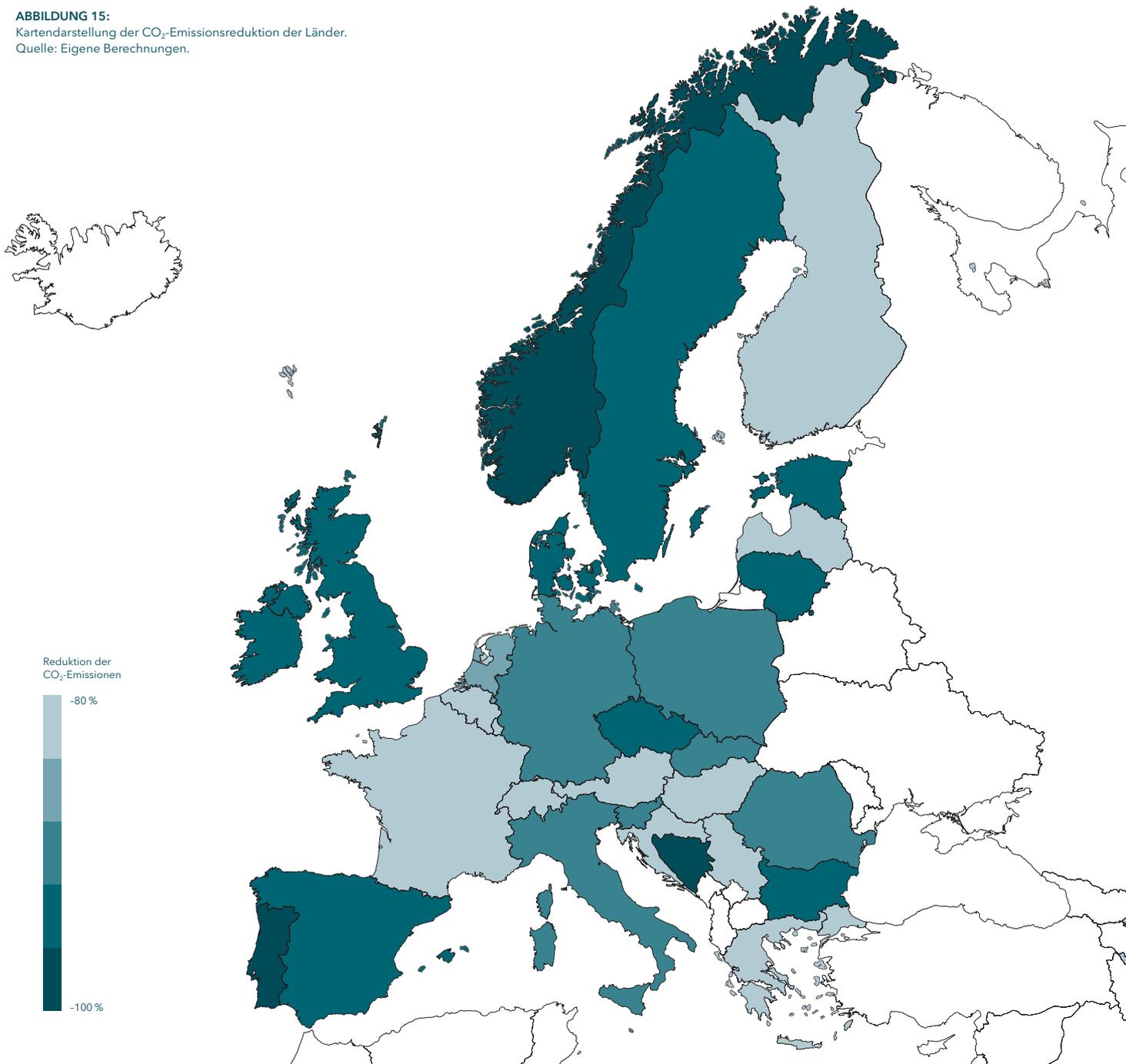
ABBILDUNG 14:
Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels zwischen den Re-gionen in Europa. Quellen: Bedarfsanalyse 2019 (Szenario „t+1“), eigene Berechnungen.



2.3.4 EIN DEKARBONISIERTES ENERGIESYSTEM IN EUROPA

Die CO₂-Emissionen sinken in allen betrachteten Sektoren und Regionen entsprechend der Prämissen um 90 % gegenüber 1990 auf 71 Mio. t CO₂. Aufgrund variierender Standortbedingungen für erneuerbare Energien sowie unterschiedlicher Verbraucherstrukturen und Referenzwerte werden die CO₂-Emissionen je nach Region mehr oder weniger stark reduziert (vgl. Abbildung 15). Durch die guten Standortbedingungen für Wind- und Solarenergie erreichen unter anderem die Regionen Skandinavien, iberische Halbinsel und Südosteuropa eine überdurchschnittliche Senkung der CO₂-Emissionen, während vor allem in Zentraleuropa geringere Werte erreicht werden.

ABBILDUNG 15:
Kartendarstellung der CO₂-Emissionsreduktion der Länder.
Quelle: Eigene Berechnungen.



CO₂-VERMEIDUNGSKOSTEN

Die anfallenden Kosten zur Vermeidung einer zusätzlichen Tonne CO₂-Ausstoß.

Im Jahr 2050 liegen die **CO₂-Vermeidungskosten** für alle betrachteten Sektoren und Regionen bei 185 EUR/t CO₂. Zum Vergleich: Der durchschnittliche Preis für Emissionsberechtigungen (EUA) des europäischen Emissionshandelsystems (EU-ETS) im Jahr 2018 lag bei rund 15 EUR/t CO₂ (max. 25 EUR/t CO₂, min. 7 EUR/t CO₂).

2.4 EIN BLICK NACH BADEN-WÜRTTEMBERG

Unter den zuvor beschriebenen Annahmen wird Baden-Württemberg im Jahr 2050 deutlich stärker auf den Import von Strom angewiesen sein als im Jahr 2018 (Abbildung 16). Das Stromdefizit vergrößert sich von 8 TWh im Jahr 2018 auf rund 60 TWh im Jahr 2050. Grund hierfür ist das Zusammenspiel aus einer höheren Netto-Stromnachfrage, einem begrenzten Ausbau erneuerbarer Energien sowie einem Rückgang der Stromproduktion thermischer Kraftwerke. Vor allem der hohe Endenergiebedarf von Strom in Industrie, Haushalte und Gewerbe sowie die Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors führen zu einer wachsenden Netto-Stromnachfrage in Baden-Württemberg. Insgesamt steigt die Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverlusten von 65 TWh in 2018 (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2019a) auf 108 TWh in 2050 an.

Baden-Württemberg wird zum Stromimporteuer

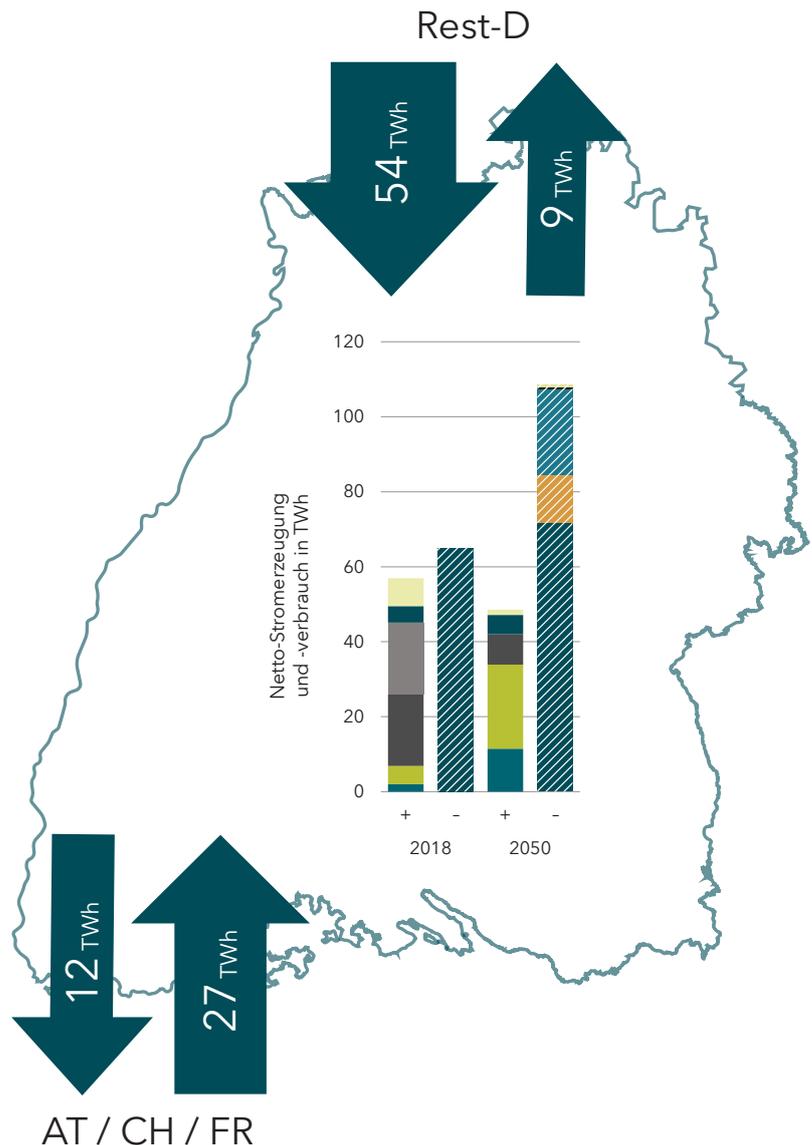
Abbildung 16 stellt die Netto-Stromerzeugung und die Netto-Stromnachfrage in 2018 und 2050 gegenüber.

ABBILDUNG 16:

Strombilanz von Baden-Württemberg im Vergleich zwischen den Jahren 2018 und 2050.

Quellen: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2019a) (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2019b), eigene Berechnungen.

- Verbrauch (-)**
- Sonstige
- Wasserkraft
- Power-to-Gas
- Power-to-Heat
- Power-to-Mobility
- Endenergieverbrauch
- Stromnachfrage 2018
- Erzeugung (+)**
- Sonstige
- Wasserkraft
- Kernenergie
- Fossile Energieträger
- Photovoltaik
- Windenergie



Derzeit stammt ein Großteil der Netto-Stromerzeugung in Baden-Württemberg aus Steinkohle- und Kernkraftwerken, wie beispielsweise dem Großkraftwerk Mannheim, den Rheinhafen-Dampfkraftwerken Karlsruhe und den Kernkraftwerken Neckarwestheim und Philippsburg. Im Zuge des geplanten Kohle- und Kernenergieausstiegs werden diese Kraftwerke außer Betrieb genommen und voraussichtlich teilweise durch Gaskraftwerke ersetzt. Wir erwarten, dass sich dadurch die Netto-Nennleistung thermischer Kraftwerke von rund 10 GW (BNetzA, 2019a) auf knapp 5 GW bis zum Jahr 2050 reduzieren wird. Gleichzeitig sinkt damit auch die Netto-Stromerzeugung fossiler Kraftwerke oder Kernkraftwerke von 38 TWh auf 8,1 TWh.

Im Rahmen der Energiewende werden in Baden-Württemberg erneuerbare Energien weiter ausgebaut. Insbesondere für Photovoltaikanlagen gibt es verbreitet gute Standortbedingungen und ausreichend Potenziale für Dach- und Freiflächenanlagen. Wir erwarten, dass die Netto-Nennleistung von Photovoltaikanlagen bis 2050 von 6 GW (BNetzA, 2019a) auf 22,2 GW wachsen wird. Gleichzeitig wird die Netto-Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen von 4,9 TWh (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2019a) auf 22,4 TWh ansteigen. Im Vergleich zu Nord- und Mitteldeutschland sind die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für Windenergie in Baden-Württemberg begrenzt. Wir erwarten, dass die installierte Netto-Nennleistung von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg von 1,6 GW (BNetzA, 2019a) auf 5,3 GW und die Netto-Stromproduktion von 2 TWh (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2019a) auf 11,5 TWh ansteigen wird. Dies entspricht nur rund 4% der Netto-Nennleistung und Netto-Stromproduktion der Windenergie an Land in Deutschland. Aufgrund der sinkenden lokalen Stromerzeugung und einer steigenden Stromnachfrage im Kontext der Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors erwarten wir im Jahr 2050 ein Stromdefizit von 60 TWh. Um die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg zu erhalten, werden zunehmend Stromimporte aus Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz erforderlich sein. Die installierten Leistungen im Jahr 2050 für Baden-Württemberg sind in der folgenden Tabelle 1 zusammengefasst.

TABELLE 1:

Installierte Leistung der Stromerzeugung in der Regelzone der TransnetBW. Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019a), eigene Berechnung.

ANMERKUNG ZUR NETTO-NENNLEISTUNG BW

Zur Regelzone der TransnetBW gehören auch die in Österreich liegenden (Pump-) Speicherkraftwerke mit Netzanschluss im Übertragungsnetz der TransnetBW.

Netto-Nennleistung	GuD mit KWK	Gasturbine	Windenergie an Land	Photovoltaik	Laufwasser	(Pump-) Speicher
2018	0,4 GW	0,3 GW	1,6 GW	6,0 GW	0,5 GW	3,9 GW
2050	4,3 GW	0,6 GW	5,3 GW	22,2 GW	0,5 GW	3,9 GW

RESIDUALLAST

Die Residuallast entspricht der nachgefragten elektrischen Leistung nach Abzug der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energieträger wie Wind- und Solarenergie (RP Energie Lexikon, 2020). Sie muss über die regelbare Erzeugung wie beispielsweise GuD-Anlagen gedeckt werden, um den Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage jederzeit zu gewährleisten.

Anstieg der Spitzenlast und Residuallast

Neben dem Anstieg der Netto-Stromnachfrage wird im Kontext der Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors auch die Spitzenlast in Baden-Württemberg deutlich steigen. Wir erwarten, dass sich die maximale Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverluste von 10 GW im Jahr 2018 auf knapp 30 GW im Jahr 2050 erhöhen wird. Aufgrund der hohen Nachfrageflexibilität des Wärme- und Transportsektors korrelieren Stromnachfrage und Stromerzeugung erneuerbarer Energien sehr stark: In Situationen hoher Verfügbarkeit von Windenergie und Photovoltaik werden Wärmespeicher und Batterien geladen sowie Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge produziert. Die flexible Netto-Stromnachfrage des Transport- und Wärmesektors beträgt in Summe rund 20 GW.

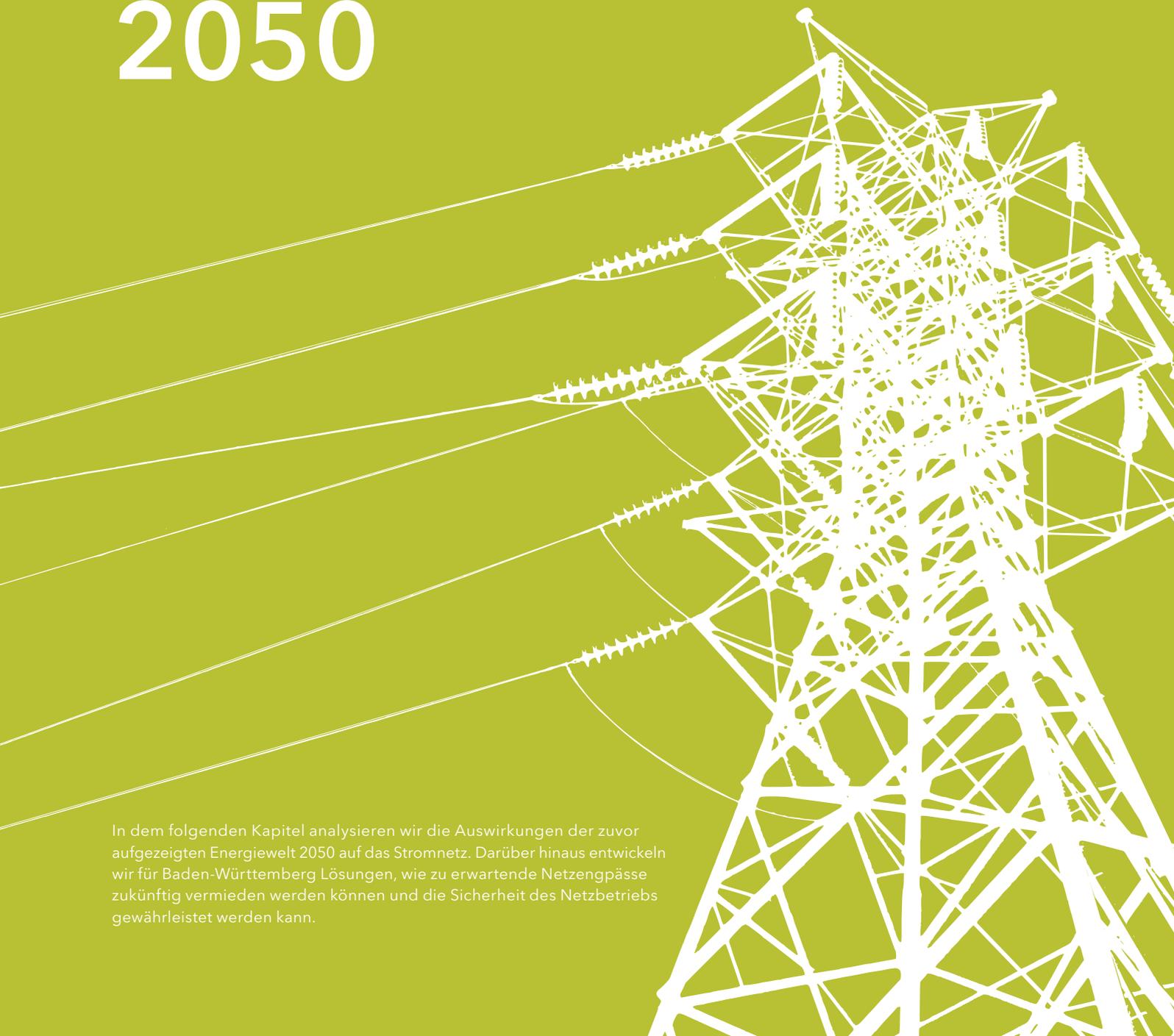
In Bezug auf die Versorgungssicherheit sind Situationen mit geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und einer hohen Stromnachfrage deutlich kritischer zu bewerten. In der Regel sind diese Situationen im Winter (vor allem abends) zu erwarten, wenn sowohl ein hoher Strom- als auch Wärmebedarf besteht und Photovoltaik und Windenergie wenig Strom erzeugen (Dunkelflaute). In diesen Situationen ist Baden-Württemberg aufgrund der begrenzten lokal verfügbaren steuerbaren Kraftwerke auf Stromimporte angewiesen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die maximale Residuallast zuzüglich Netzverluste in Baden-Württemberg auf rund 18 GW steigen wird. Trotz der üblicherweise hohen Flexibilität des Transportsektors beträgt die Netto-Stromnachfrage batterieelektrischer Fahrzeuge in dieser Situation 13,4 GW, da die Fahrzeugbatterien nach einer langanhaltenden Knappheitssituation vor Beginn des Berufsverkehrs geladen werden müssen. Gleichzeitig erreicht die Netto-Stromproduktion erneuerbarer Energien 2,7 GW und die Netto-Stromproduktion (bei maximaler Wärmeauskopplung) der lokalen Gaskraftwerke 3,2 GW. Um die verbleibende Stromnachfrage zu decken, importiert Baden-Württemberg 14,7 GW Strom aus Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz. In dieser Situation leisten insbesondere die Windenergie auf See (Deutschland, Frankreich und Benelux) als auch die gesicherte Leistung von thermischen Kraftwerken in Deutschland und Frankreich einen hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

3.0

DAS STROMNETZ 2050

In dem folgenden Kapitel analysieren wir die Auswirkungen der zuvor aufgezeigten Energiewelt 2050 auf das Stromnetz. Darüber hinaus entwickeln wir für Baden-Württemberg Lösungen, wie zu erwartende Netzengpässe zukünftig vermieden werden können und die Sicherheit des Netzbetriebs gewährleistet werden kann.



3.1 METHODIK ZUR ENTWICKLUNG DES STROMNETZ 2050

AUSFALLSIMULATION

Die Ausfallsimulation ist die Simulation des Ausfalles eines Betriebsmittels in elektrischen Versorgungsnetzen zur Ermittlung möglicher Überlastungen und Folgeausfälle. (Schaefer, 2013)

(N-1)-KRITERIUM

Allgemein anerkannte Regel der netzplanerischen Grundsätze. Sie besagt, dass ein Netz (n-1)-sicher geplant ist, wenn bei allen prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben (Netznutzungsfälle) sowohl bei einem (n-1)-Ausfall (Ausfall eines beliebigen Netzelements) als auch bei betriebsbedingter Freischaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, sich also kein Netzelement außerhalb seiner Betriebsgrenzen befindet. (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018b)

NETZENGPASS

Als Netzengpass wird das Überschreiten der Kapazität eines Netzbetriebsmittels oder die Verletzung von technischen Parametern in der Stromversorgung bezeichnet. Im Allgemeinen werden Netzengpässe durch die Überschreitung der Wirkleistungskapazität eines Netzbetriebsmittels erreicht (strombedingt) oder weil die Spannungsqualität für ein Netzbetriebsmittel oder ganzes Netzgebiet nicht eingehalten wird (spannungsbedingt). (BNetzA, 2019b)

ZIELNETZ

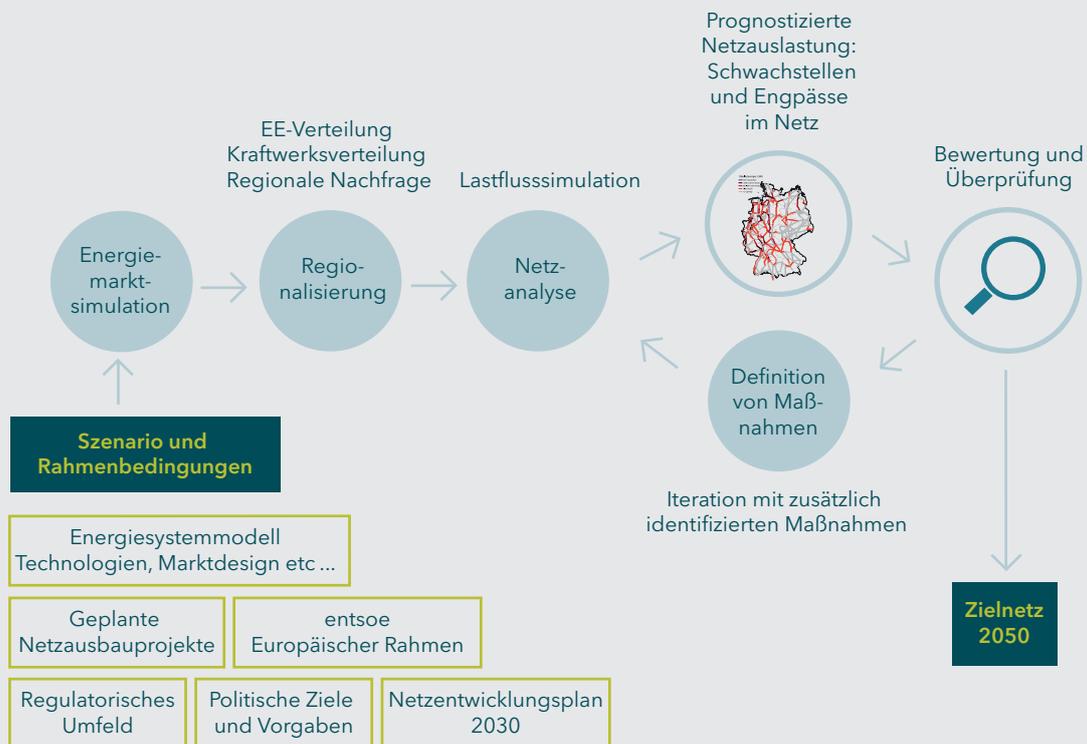
Das Zielnetz ist der theoretische Ausbauszustand des Stromnetzes nach Realisierung aller identifizierten Netzausbaumaßnahmen.

Durch die im Kapitel 2.0 beschriebene Umstellung des Energiesystems und damit die Veränderung der Erzeugungsstruktur im Stromsektor ergeben sich für das Übertragungsnetz neue anspruchsvolle Aufgaben. Um die neue Übertragungsaufgabe darzustellen, werden Netzanalysen für das Jahr 2050 durchgeführt und die Auslastung des Höchstspannungsnetzes auf Basis der **Ausfallsimulationen** bewertet.

Nach den Planungsgrundsätzen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber muss das **(n-1)-Kriterium** bei der Planung des Höchstspannungsnetzes eingehalten werden (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018b). Liegt die Auslastung eines Netzelements über 100% spricht man von einem **Netzengpass** beziehungsweise einer Überlastung.

Abbildung 17 zeigt die verschiedenen Schritte ausgehend von der Festlegung der Rahmenbedingungen bis zur Definition der Netzausbaumaßnahmen, die im **Zielnetz 2050** notwendig sind.

ABBILDUNG 17:
Schritte und Simulationen zur Entwicklung des Zielnetz 2050



REGIONALISIERUNG

Unter Regionalisierung versteht man die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können. (BNetzA, 2019b)

NOVA-PRINZIP

Der Begriff NOVA steht für **Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau**. Das Prinzip beschreibt einen Grundsatz der Netzplanung, um den Netzausbaubedarf zu minimieren. Bestehende Infrastruktur wird zuerst optimiert, dann verstärkt und erst als letzte Option ausgebaut. (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018b)

WITTERUNGSABHÄNGIGER FREILEITUNGSBETRIEB (WAFB)

Die Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes ist je nach Jahreszeit und Wetter unterschiedlich. Bei kälteren Temperaturen und Kühlung durch Wind kann mehr Strom übertragen werden als beispielsweise an heißen Sommertagen. Mit Hilfe des WAFB ist es möglich, die Auslastung des Stromnetzes erheblich zu erhöhen. Auf Basis aktueller Messdaten wird genau berechnet, wie hoch die Lastflüsse bei den jeweils aktuellen Wetterverhältnissen maximal sein dürfen, damit der Durchhang der Leiterseile innerhalb der technischen Vorgaben bleibt.

PHASENSCHIEBERTRANSFORMATOR (PST)

Netzelement, das im Gegensatz zu klassischen Transformatoren auch über einen Querregler verfügt. Dieser ermöglicht eine Steuerung der Lastflüsse im Wechselstrom-Netz. PST werden im deutschen Raum auch als Querregeltransformator bezeichnet.

UMBESEILUNG

Ersetzen von Leiterseilen bestehender Stromkreise durch neue Seile mit höherer Übertragungsfähigkeit

HOCHTEMPERATURLEITER (HTL/HTLS)

Leiterseil, das durch die verwendeten Materialien bei einer höheren zulässigen Betriebstemperatur als „klassische“ Aluminium-/Stahl-Beseilung (also > 80°C) betrieben werden kann. Dadurch bieten HT-Leiter bei vergleichbarem Querschnitt und Geometrie eine höhere Strombelastbarkeit. Verfügbar sind Thermal resistant Aluminum (TAL)-Leiter mit einer maximalen Betriebstemperatur bis zu 150°C.

Darüber hinaus sind High Temperature Low Sag (HTLS)-Leiterseile verfügbar, die sowohl eine höhere Strombelastbarkeit als auch (durch spezielle Kernwerkstoffe) einen besonders geringen Durchhang aufweisen. Die maximale Betriebstemperatur von HTLS-Leiterseilen liegt bei 210°C. (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018b; Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2019c)

Auf Basis der Energiemarktsimulation für das Jahr 2050 und **Regionalisierung** der Ergebnisse für das Stromversorgungssystem wird in der Netzanalyse die stündliche Auslastung des Höchstspannungsnetzes simuliert und Netzengpässe identifiziert. Im nächsten Schritt werden (Netzbau-) Maßnahmen zur Engpassbehebung definiert und deren Wirksamkeit geprüft. Ziel dabei ist es, die Übertragungsaufgabe zu erfüllen und den Anforderungen des Stromversorgungssystems in 2050 gerecht zu werden. Das Ergebnis des vorgeschlagenen Maßnahmenportfolios wird als Zielnetz 2050 festgehalten. Zur Definition der Maßnahmen wird das **NOVA-Prinzip**, das auch in anderen Planungsprozessen wie dem deutschen Netzentwicklungsplan, gültig ist, angewendet.

Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der **witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB)** angewendet; eine Methode, die auch in der aktuellen Ausgabe des NEP Verwendung findet. Der Einsatz von aktiven Elementen zur Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie **Phasenschiebertransformatoren (PST)** oder die steuerbaren HGÜ-Verbindungen stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar. Auch die Möglichkeit für eine Höherauslastung einzelner Stromkreise im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A wird fallweise geprüft. Darüber hinaus wird untersucht, ob topologische Maßnahmen, wie z.B. das Trennen von Sammelschienen in Umspannwerken, bei der Beseitigung von Engpässen helfen können.

Bei der Netzverstärkung werden die bestehenden Betriebsmittel gegen leistungsstärkere Komponenten getauscht. Dabei ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität beispielsweise durch die **Umbeseilung** mit **Hochtemperaturleiterseilen (HTL)** oder durch die Auflage von neuen Stromkreisen möglich. Darüber hinaus können die Umspannwerke und Schaltanlagen erweitert werden, um die Übertragungskapazität der Bestandsstromkreise voll auszunutzen. Wenn die genannten Maßnahmen die auftretenden Engpässe nicht lösen, wird als letzter Schritt der Netzausbau angewendet. Hierzu können neue Trassen, neue Schaltanlagen oder HGÜ-Verbindungen zur Fernübertragung geplant werden. Durch dieses Verfahren werden die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt, der Aufwand und die Kosten der notwendigen Maßnahmen zur Behebung der Netzengpässe minimiert.

3.2 ANALYSE DER AUSGANGSSITUATION

3.2.1 REFERENZNETZ

REFERENZNETZ

Das Referenznetz ist der angenommene Ausbauzustand des Stromnetzes als Ausgangspunkt für die Netzberechnungen.

Zur Darstellung der Ausgangssituation für das Höchstspannungsnetz im Jahr 2050 wird ein entsprechendes **Referenznetz** festgelegt. Dieses Referenznetz enthält neben dem heute bestehenden Übertragungsnetz auch weitere Maßnahmen, die sich bereits in der Umsetzung befinden oder die von den zuständigen Genehmigungsbehörden im aktuellen NEP 2030, Version 2019 bestätigt wurden.

HINWEIS ZU VORLÄUFIG BESTÄTIGTEN MASSNAHMEN

Zum Zeitpunkt der Untersuchungen lag noch keine abschließende Bestätigung der Maßnahmen des Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 vor. Die finale Bestätigung erfolgte zum 20.12.2019

Damit gehen wir davon aus, dass die folgenden Maßnahmen bis zum Jahr 2050 realisiert sind:

- / Netzausbaumaßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) und des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG)
- / Bestätigte Ad-hoc Maßnahmen des NEP 2030, Version 2019
- / Von der Bundesnetzagentur zum 31. August 2019 **vorläufig bestätigte** Maßnahmen des NEP 2030, Version 2019

Als Grundlage für den Ausbauzustand des ausländischen Netzes (Europa) wird der europäische Netzentwicklungsplan TYNDP 2018 hinzugezogen.

3.2.2 AUSLASTUNG DES HÖCHSTSPANNUNGSNETZES

ÜBERLASTENERGIE

Die Überlastenergie errechnet sich für jeden einzelnen Stromkreis aus der Summe der stündlichen Leistung, die im (n-1)-Fall aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden kann.

Für die Bewertung der Netzauslastung wird die nicht transportierbare Energie (kurz: **Überlastenergie**) im (n-1)-Fall ermittelt. Ein Stromkreis mit einer sehr hohen Überlastenergie ist sehr hoch und häufig überlastet. Stromkreise, die seltener überlastet sind, weisen einen geringeren Wert auf.

In Abbildung 18 sind die Stromkreise im Referenznetz mit der jeweiligen Überlastenergie dargestellt. HGÜ-Verbindungen sind ebenfalls abgebildet. Diese weisen jedoch aufgrund Ihrer Steuerbarkeit keine Überlastungen auf.

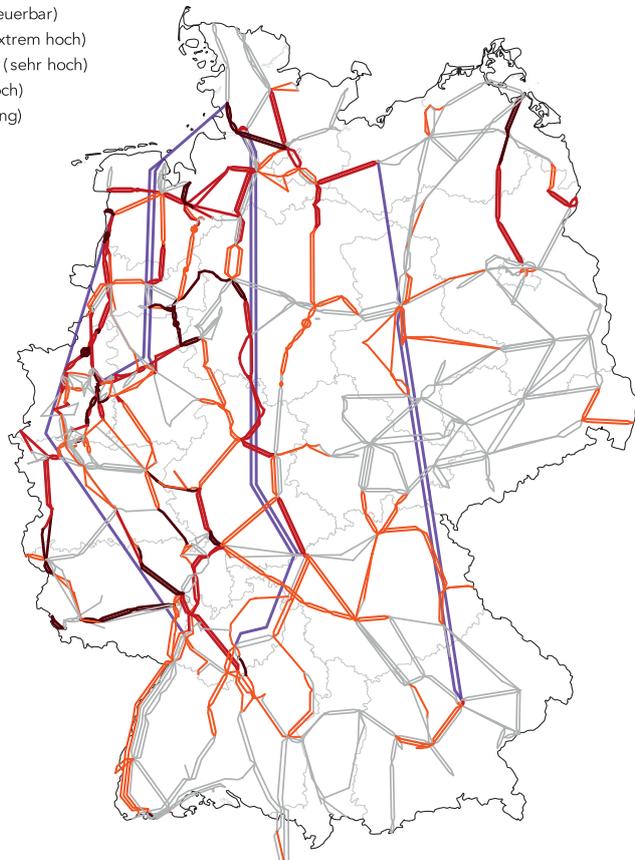
Mithilfe der Abbildung lassen sich regionenübergreifende unzulässige Überlastungen erkennen. Diese treten insbesondere in Nord-Süd-Richtung auf. Bei einigen Stromkreisen, vor allem im Norden und Westen, erreicht die Überlastenergie Werte von über 500 GWh. Das würde bedeuten, dass ohne

ABBILDUNG 18:

Überlastenergie (nicht transportierbare Energie) im (n-1)-Fall im Referenznetz in 2050

Überlastenergie, GWh

- HGÜ (steuerbar)
- >500 (extrem hoch)
- 100-499 (sehr hoch)
- 1-99 (hoch)
- <1 (gering)



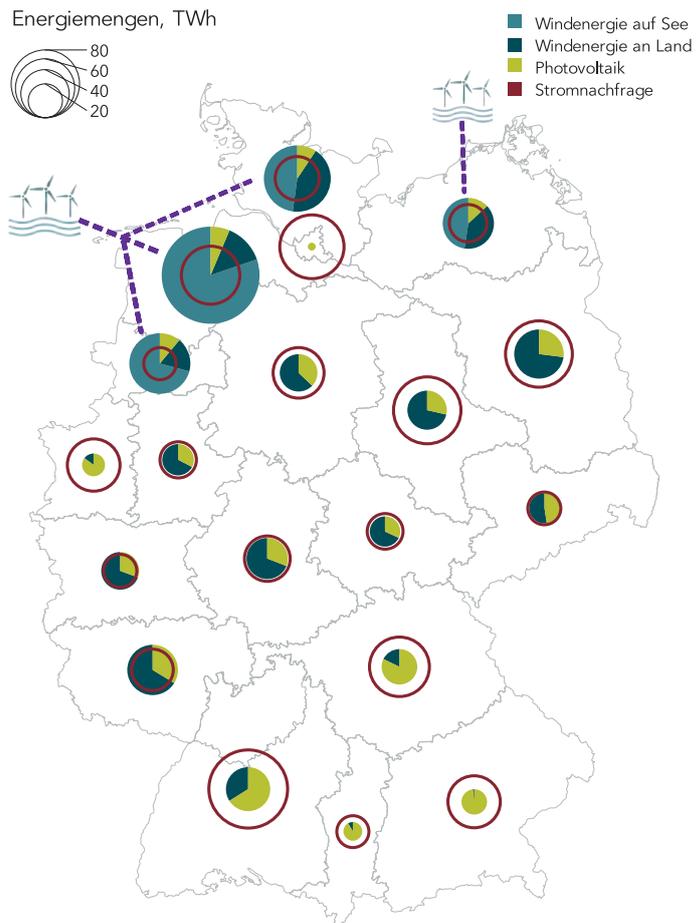
eine Verstärkung dieser Stromkreise mehr als 500 GWh Strom – beispielsweise erzeugt von Windenergieanlagen - aufgrund der Überlastungen nicht über das Stromnetz abtransportiert werden könnten. Von rund 35.500 km Höchstspannungsnetz in Deutschland weisen rund 15.700 km, also 44 % des betrachteten Stromnetzes, unzulässige Überlastungen auf.

Die gesamte Überlastenergie aller Stromkreise in Deutschland summiert sich für das Jahr 2050 auf über 200 TWh auf. Aus dem Bestätigungsdokument der Bundesnetzagentur zum NEP 2030, Version 2019 lässt sich ableiten, dass für das Jahr 2030 in einem Netz mit allen Bundesbedarfsplanmaßnahmen nur etwa 25,9 TWh Überlastenergie erwartet werden (BNetzA, 2019b). Obwohl der Netzausbauzustand des Referenznetzes dieser Studie weiter fortgeschritten ist, steigt die Überlastenergie vom Jahr 2030 bis 2050 um fast das Zehnfache an. Das Referenznetz wird der Übertragungsaufgabe für das Jahr 2050 bei Weitem nicht gerecht.

Hintergrund für die großflächigen Überlastungen ist die räumliche Verteilung der Stromerzeugungsanlagen und der Verbraucher. Die Abbildung 19 stellt für das Jahr 2050 die Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energiequellen Wind und Photovoltaik in unterschiedlichen Regionen in Deutschland dar. Außerdem ist die Stromnachfrage im Jahr 2050 erfasst.

Im Jahr 2050 wird der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen wesentlichen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung haben. Die Abbildung 19 veranschaulicht, dass durch das

ABBILDUNG 19:
 Erneuerbaren Einspeisung und Stromnachfrage in unterschiedlichen Regionen in Deutschland im Jahr 2050 (zeitungleich).



hohe Potenzial für den Ausbau der Windenergie in der Nordsee die Einspeisung vor allem in Niedersachsen und Schleswig-Holstein den regionalen Bedarf erheblich übersteigt. Dagegen weisen die südlichen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg ein großes Stromdefizit auf. Daraus resultiert ein sehr großer Übertragungsbedarf von Nordwest- nach Süddeutschland, der zu den weiträumigen kritischen Überlastungen im Netz führt. Wie in der Abbildung 18 dargestellt, kann ohne eine Verstärkung des Übertragungsnetzes insbesondere die elektrische Energie aus Erneuerbaren nicht in Deutschland transportiert und verteilt werden.

3.2.3 AUSWERTUNG VON AUSGEWÄHLTEN LASTFLUSS-SITUATIONEN

Um ein besseres Verständnis für die Auslastung des Übertragungsnetzes zu schaffen, werden zwei charakteristische Stromnachfrage- und Stromerzeugungssituationen ausgewählt und deren Auswirkungen auf die Netzauslastung bewertet. Dabei wird insbesondere die Situation in Baden-Württemberg betrachtet. Die kritischen Zeitpunkte werden auf Basis einer Gegenüberstellung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit der Stromnachfrage in Deutschland identifiziert. In den folgenden Abbildungen ist das Ergebnis für die maximale Auslastung der Stromkreise im (n-1)-Fall dargestellt.

Situation 1: Starkwind-Starklast-Situation im Februar 2050, morgens

TABELLE 2:

Kennzahlen Starkwind-Starklast-Situation im Februar 2050, morgens

P_{MAX}

Maximale Leistung der Stromerzeugung oder Stromnachfrage im Jahr 2050.

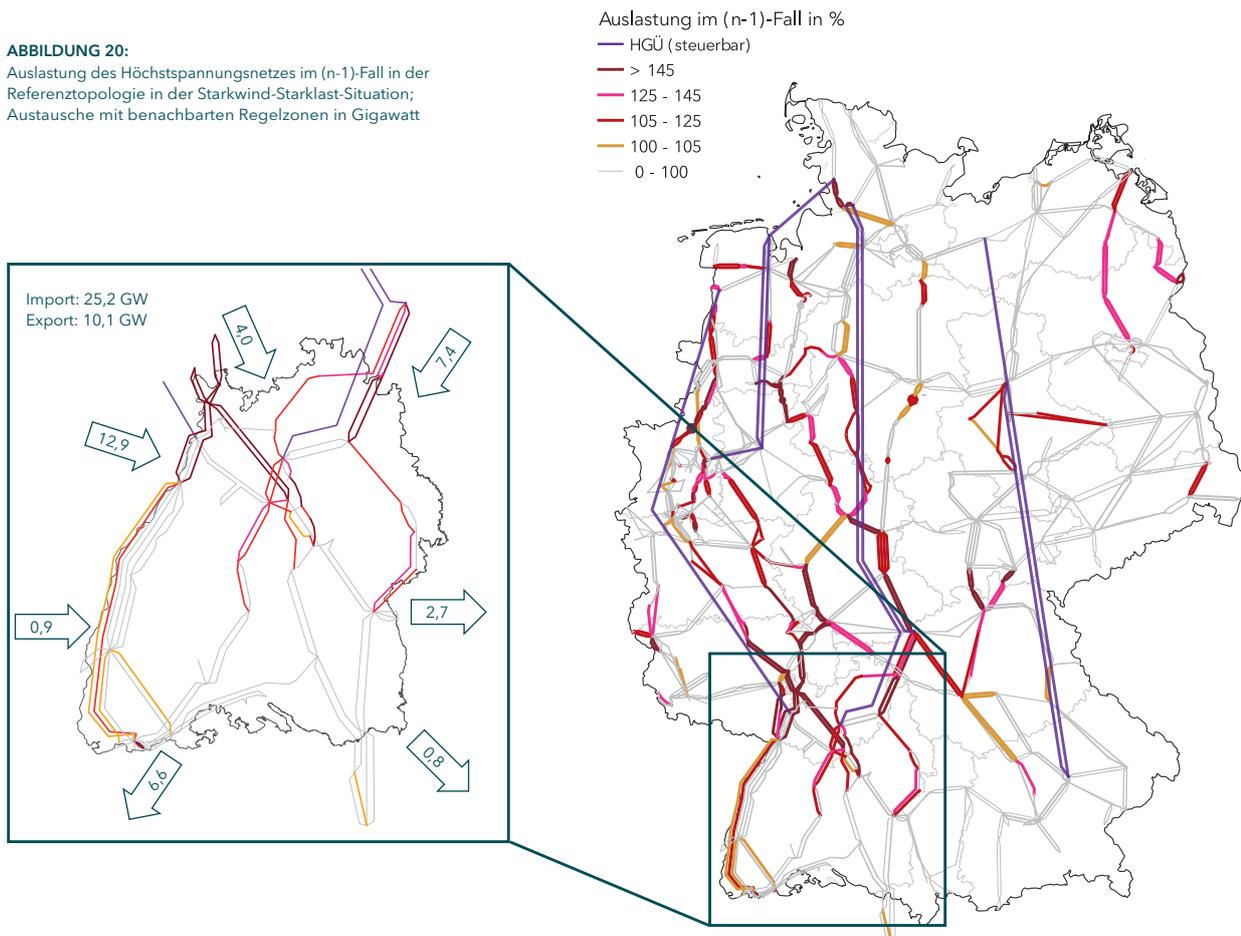
Kennzahlen	Leistung	P/P_{MAX}
DE Windenergie auf See Einspeisung	52,2 GW	100 %
DE Windenergie an Land Einspeisung	108,7 GW	97 %
DE Photovoltaik Einspeisung	30,5 GW	29 %
BW Stromnachfrage	25,7 GW	88 %

HÄUFIGKEIT DER STARKWIND-STARKLAST-SITUATION

In über 350 Stunden des Jahres 2050, überwiegend in den Wintermonaten, kommt es zu ähnlichen Starkwind-Starklast-Situationen und damit zu entsprechenden Extremsituationen für das Übertragungsnetz.

In dieser **Situation** wird die Maximalleistung der Stromerzeugung von Windenergie auf See von 52,2 GW erreicht, gleichzeitig zeigt der Blick auf Baden-Württemberg mit 25,7 GW eine hohe Stromnachfrage (siehe Tabelle 2). In Kombination mit der hohen Einspeisung aus im Norden angesiedelten Windenergieanlagen auf See und der niedrigen regionalen Stromerzeugung durch Photovoltaik ergibt sich ein großer Transportbedarf Richtung Süden. Die Engpässe, die dabei entstehen, können der Abbildung 20 entnommen werden. Hier werden die Auslastungen im (n-1)-Fall dargestellt.

ABBILDUNG 20:
 Auslastung des Höchstspannungsnetzes im (n-1)-Fall in der Referenztopologie in der Starkwind-Starklast-Situation; Austausche mit benachbarten Regelzonen in Gigawatt



Wie in Abbildung 20 zu erkennen, werden durch den hohen Transportbedarf hauptsächlich Überlastungen auf Stromkreisen verursacht, die in Nord-Süd-Richtung verlaufen. Baden-Württemberg bezieht in dieser Situation eine Leistung in Höhe von 25,2 GW. Davon wird aus den nördlichen Bundesländern insgesamt 24,3 GW bereitgestellt. Im Jahr 2018 betrug der maximale Austausch Baden-Württembergs mit den anderen deutschen Bundesländern insgesamt 7,3 GW – damit verdreifacht sich der maximale Austausch bis 2050.

TRANSITFLUSS

Transitflüsse sind die Übertragung von Leistungen durch ein Netz. Transite sind das Saldo von Importen und Exporten eines Netzes.

Insgesamt 10,1 GW der in Baden-Württemberg importierten Leistung werden nach Süden weitertransportiert (**Transitflüsse**). Im Vergleich dazu wurde im Jahr 2018 ein maximaler Austausch von Baden-Württemberg nach Österreich, Frankreich und Schweiz in Höhe von 5,4 GW beobachtet – es findet also eine Verdopplung des maximalen Transitflusses in das Ausland statt.

Im Ausschnitt Baden-Württembergs sind diese Flüsse aufgeschlüsselt: Die vorhandenen HGÜ-Verbindungen sind mit 4 GW voll ausgelastet, die Stromkreise aus Nordwesten beziehungsweise Nordosten sind überlastet. Gleichzeitig findet ein starker Export in die Schweiz und nach Bayern und Österreich statt – ein Transitfluss, der über den Import hinaus für weitere überlastete Stromkreise sorgt.

TABELLE 3:
Kennzahlen der sonnenstarken Starklast-Situation im April 2050, mittags

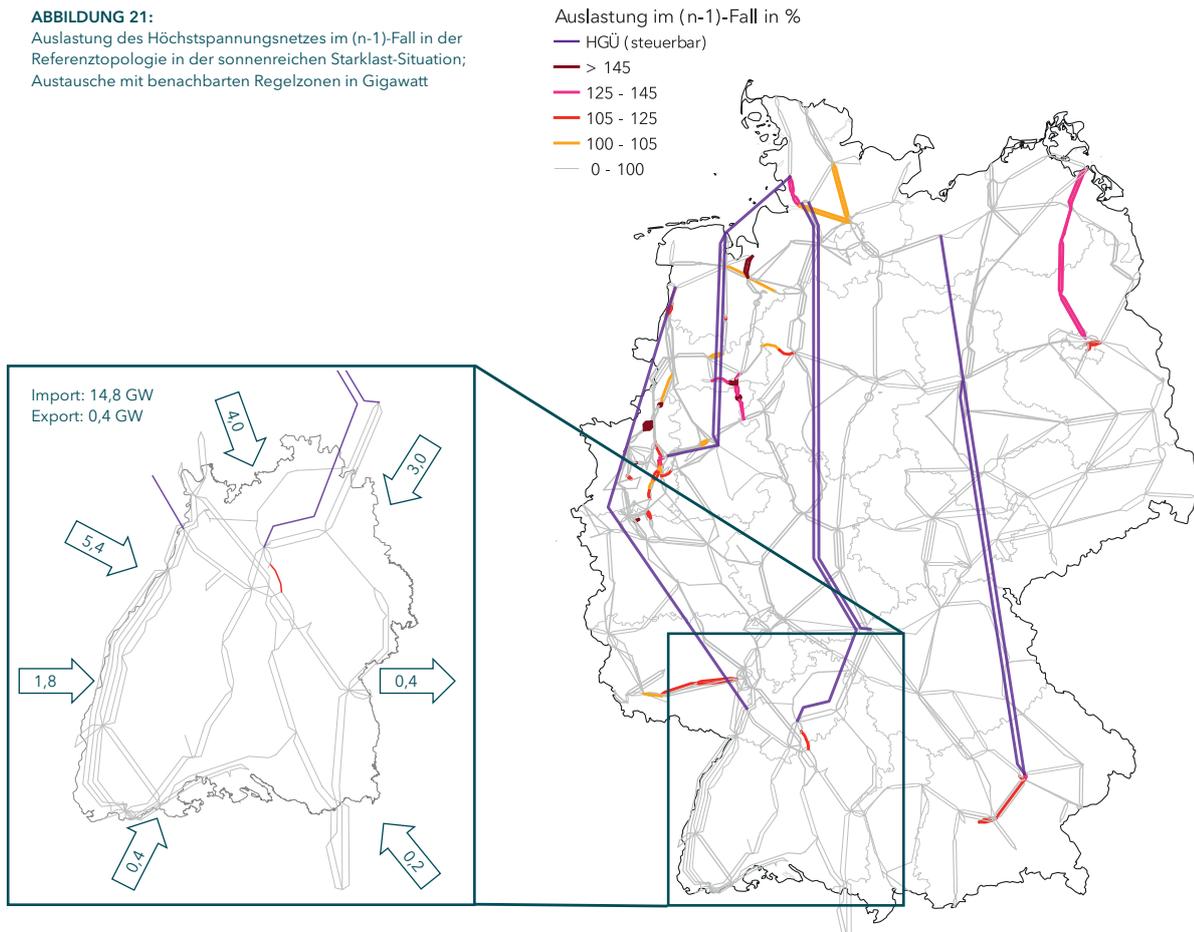
Situation 2: Sonnenreiche Starklast-Situation im April 2050, mittags

Kennzahlen	Leistung	P/P _{MAX}
DE Windenergie auf See Einspeisung	42,5 GW	81 %
DE Windenergie an Land Einspeisung	60,5 GW	54 %
DE Photovoltaik Einspeisung	83,2 GW	78 %
BW Stromnachfrage	27,7 GW	95 %

HÄUFIGKEIT DER SONNENREICHEN STARKLAST-SITUATION
Die ausgewählte Situation ist für über 600 Stunden des Jahres 2050 repräsentativ.

In dieser **Situation**, beträgt die Stromnachfrage in Baden-Württemberg 27,7 GW. Dies trifft mit einer hohen Stromerzeugung durch Photovoltaik zusammen. Die großflächige regionale Verteilung der Photovoltaikanlagen reduziert im Vergleich zur Starkwind-Situation den Transportbedarf von Nord nach Süd. Die Engpässe, die dabei entstehen, sind der folgenden Abbildung 21 zu entnehmen.

ABBILDUNG 21:
Auslastung des Höchstspannungsnetzes im (n-1)-Fall in der Referenztopologie in der sonnenreichen Starklast-Situation; Austausch mit benachbarten Regelzonen in Gigawatt



Die Auslastungen im deutschen Stromnetz stellen sich in dieser Stunde wesentlich unkritischer dar, obwohl die Stromnachfrage in Baden-Württemberg mit 27,7 GW höher ist als in der oben beschriebenen Starkwind-Starklast-Situation. Mit dem vorliegenden Referenznetz treten hier nur einzelne überlastete Stromkreise auf.

3.3 HGÜ-AUSBAU BIS 2050

3.3.1 BEDEUTUNG DER HGÜ-TECHNOLOGIE

KONVERTERSTATION

Ein Konverter wandelt Wechsel- in Gleichstrom um und umgekehrt. Umwandeln heißt auf lateinisch: convertere. Daher nennt man die dafür notwendigen Bauwerke auch Konverterstation oder Stromrichterstation.

Ohne Konverter können HGÜ-Leitungen nicht in das Verbundnetz integriert werden. Deshalb muss am Anfang und am Ende einer HGÜ-Leitung ein Konverter errichtet werden.

Der Transport von Strom mit hohen Spannungen wird durch die Drehstromtechnik (AC) kostengünstig ermöglicht. Diese Technologie ist besonders relevant, wenn viele Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen beziehungsweise zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom existieren.

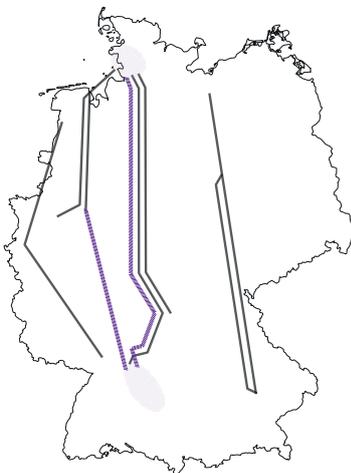
Beim Transport über lange Strecken bietet die HGÜ-Technologie gegenüber der AC-Technologie viele Vorteile. Sie ist verlustarmer als die Übertragung mit Drehstrom. Darüber hinaus bieten die HGÜ-Konverterstationen eine zusätzliche Flexibilität für das Stromnetz an, weil durch die Anpassung des HGÜ-Arbeitspunktes die Leistungsflüsse im Netz gezielt gesteuert werden können. Das ermöglicht eine höhere Systemsicherheit und -stabilität. Auch können HGÜ-Leitungen unterirdisch als Kabel geführt werden, ohne dass große Kompensationsanlagen notwendig sind. Nachteil der HGÜ-Verbindungen sind die vergleichsweise hohen Kosten – auch aufgrund der notwendigen Konverterstationen, die die HGÜ-Leitungen mit dem AC-Netz verbinden.

Wirtschaftliche Vorteile bieten HGÜ-Verbindungen dann, wenn große Entfernungen mit einer verlustarmen Stromübertragung überbrückt werden müssen. Für Deutschland also die Nord-Süd-Verbindungen, die Stromerzeugungsgebiete mit Stromüberschuss im Norden mit Verbrauchszentren im Süden verbinden. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Damit spielen die Verbindungen bei der Planung des Übertragungsnetzes der TransnetBW eine übergeordnete Rolle. Sie erlauben die Anbindung Baden-Württembergs an die fernen Stromerzeugungszentren und sind wichtig für die Versorgungssicherheit der TransnetBW-Regelzone.

3.3.2 IDENTIFIKATION WEITERER HGÜ-VERBINDUNGEN NACH BADEN-WÜRTTEMBERG

Ziel der Netzanalyse ist es, langfristige Netzkonzepte so zu entwickeln, dass die durch die Veränderung des Energiesystems erwarteten Engpässe im Höchstspannungsnetz effizient und wirtschaftlich verringert werden. Die Versorgung in Baden-Württemberg wird in Zukunft zunehmend von einem Import aus den anderen Bundesländern, aber auch aus dem europäischen Ausland abhängen. Dafür ist eine starke Stromnetzanbindung notwendig. Leitungen, die eine effiziente und zielgerichtete Anbindung Baden-Württembergs (Verbrauchszentrum) an den Norden Deutschlands (Stromerzeugungszentrum) schaffen, müssen zugebaut werden.

ABBILDUNG 22:
Zusätzliche HGÜ-Verbindungen im Zielnetz 2050



— DC-Referenznetz
— DC-Zubaunetz

In den Netzanalysen des NEP 2030, Version 2019 wurde gezeigt, dass der AC-Netzausbau schon für das Zieljahr 2035 an seine technisch sinnvollen Grenzen stößt. Für ein bedarfsgerechtes und effizientes Netz ist der Zubau weiterer HGÜ-Verbindungen erforderlich. Auch in den Untersuchungen zur Netzsituation im Jahr 2050 zeigt sich, dass ausgehend vom Referenznetz noch ein sehr großer Übertragungsbedarf besteht. Das AC-Netz zwischen Norddeutschland und Baden-Württemberg weist in kritischen Netzsituationen erhebliche Überlastungen auf. Ein HGÜ-Ausbau zusätzlich zu den bisher bestätigten HGÜ-Verbindungen ist daher sinnvoll.

Die zusätzlichen Verbindungen (vgl. Abbildung 22) sind wie folgt identifiziert:

- / Verlängerung des Korridor B mit 2 GW:
Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg
- / Zusätzliche HGÜ-Verbindung in der Mitte Deutschlands mit 2 GW:
Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg

Aufgrund der komplexen und abstimmungsintensiven Planung zur Festlegung des Standorts für die Konverterstationen sind die Netzverknüpfungspunkte im Rahmen der Studie noch nicht final definiert. Für die anschließende Modellierung ist zu beachten, dass provisorische Standorte zur Platzierung der HGÜ-Konverter festgelegt werden. Für die Verlängerung des Korridor B

wird der Standort Altbach als Netzverknüpfungspunkt angenommen. Die neue HGÜ-Verbindung in der Mitte Deutschlands wird über den Standort Dellmensingen verknüpft.

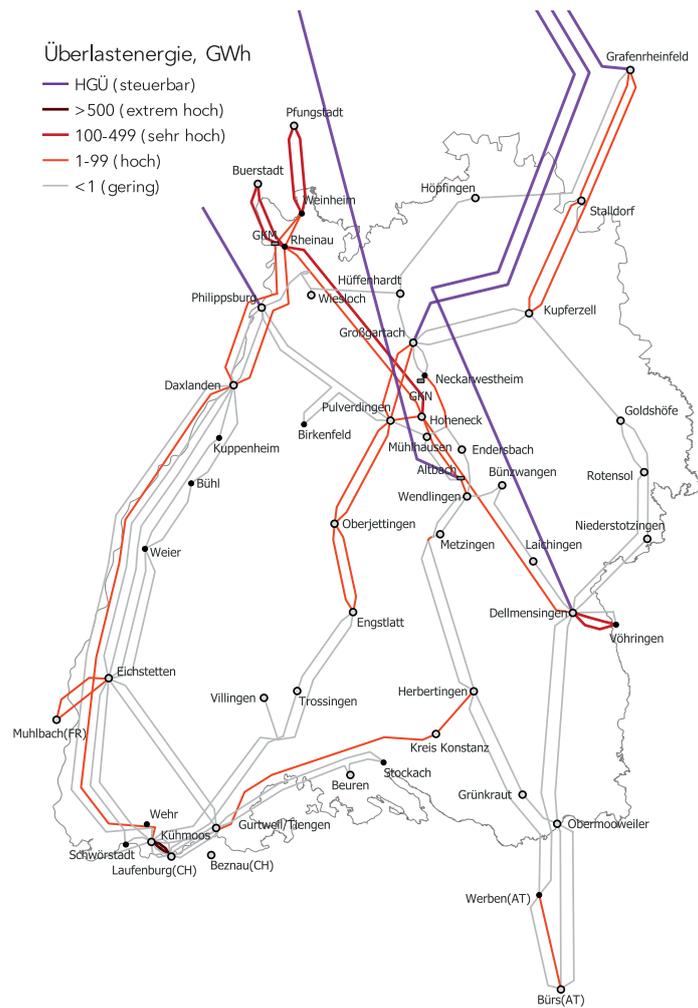
Die beiden HGÜ-Verbindungen bewirken eine großflächige Entlastung des Höchstspannungsnetzes, insbesondere in Norddeutschland. Insgesamt reduziert sich die Überlastenergie im Jahr 2050 um 19 TWh.

In der folgenden Abbildung 23 ist die Überlastenergie je Stromkreis mit zwei zusätzlichen HGÜ-Verbindungen nach Baden-Württemberg dargestellt.

ABBILDUNG 23:
 Überlastenergie (nicht transportierbare Energie) im Höchstspannungsnetz in Baden-Württemberg im Referenznetz mit zwei zusätzlichen HGÜ-Verbindungen

HINWEIS ZU PLATZIERUNG DER KONVERTERSTATIONEN

Die angenommenen Konverterstandorte Altbach und Dellmensingen sind als provisorische Standorte zu verstehen. Die Festlegung dieser provisorischen Standorte ist notwendig, um eine Netzmodellierung durchzuführen.



Der Vergleich zeigt, dass auch für Baden-Württemberg eine entlastende Auswirkung des HGÜ-Ausbaus auf das Stromnetz beobachtet werden kann. Insbesondere im Nordosten reduziert sich hier die Überlastenergie. In der Region um die neuen HGÜ-Konverterstandorte treten teilweise höhere Überlastungen auf als im Referenznetz - diese können jedoch mithilfe von AC-Maßnahmen gelöst werden.

3.4 ZIELNETZENTWICKLUNG BIS 2050

3.4.1 ANNAHMEN DER ZIELNETZENTWICKLUNG

Für die Zielnetzentwicklung für das Jahr 2050 wird der in Abschnitt 3.3 definierte Zubau von 4 GW leistungsflusssteuernder HGÜ-Verbindungen mit regional in Baden-Württemberg angesiedelten AC-Netzausbaumaßnahmen kombiniert.

Im Folgenden werden die AC-Maßnahmen vorgestellt, die zusätzlich notwendig sind, um die erwarteten Engpässe im Stromnetz der TransnetBW bewältigen zu können. Dabei wird die Einhaltung der Planungsgrundsätze der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und vor allem des erläuterten NOVA-Prinzips vorausgesetzt. Das bedeutet, dass die vorgestellten Netzausbaumaßnahmen erst nach Optimierung der Netzauslastung durch bereits geplante leistungsflusssteuernde Betriebsmittel (PSTs, HGÜs), Durchführung von topologischen Maßnahmen und unter Berücksichtigung des WAFB identifiziert wurden.

Da die Planung und Bedarfsgerechtigkeit des umliegenden Übertragungsnetzes nicht Gegenstand dieser Untersuchung ist, werden für Engpässe in den benachbarten Netzregionen keine Lösungen erarbeitet. Leitungsanlagen des Höchstspannungsnetzes in Baden-Württemberg, die nicht im Eigentum der TransnetBW sind, werden bei der Definition des Zielnetzes berücksichtigt. Kritische Überlastungen auf diesen Fremdleitungsanlagen werden mithilfe von Netzoptimierungsmaßnahmen behoben.

Zu berücksichtigen ist, dass der Stand des Referenznetzes der vorläufigen Bestätigung der Bundesnetzagentur von August 2019 entspricht. Die Änderungen im finalen Bestätigungsdokument der BNetzA vom 31. Dezember 2019 sind in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt. Die Notwendigkeit der aufgezeigten Maßnahmenpakete verändert sich dadurch jedoch nicht.

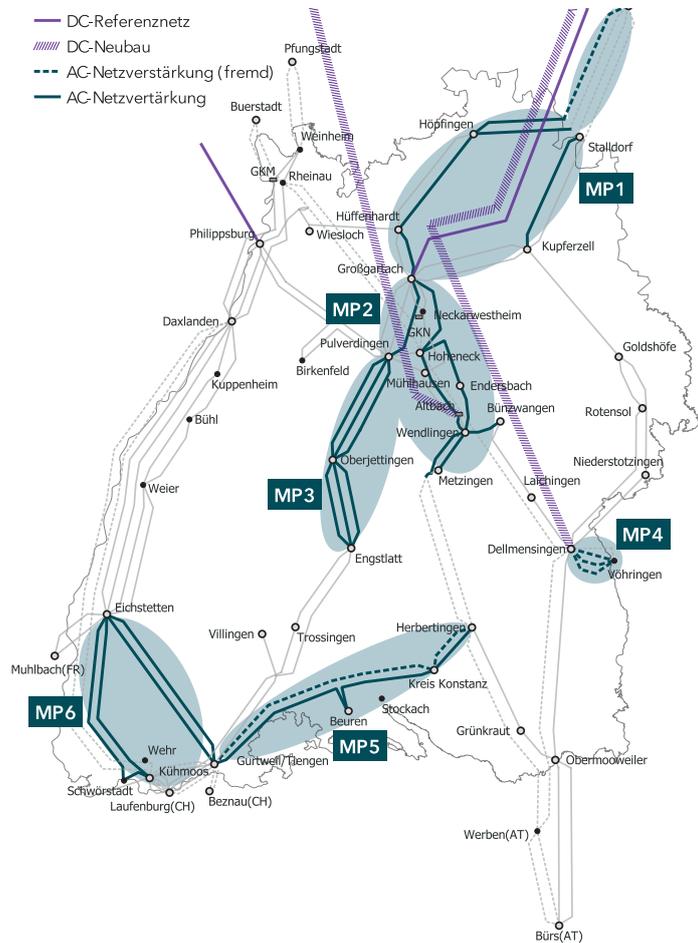
Zur Beurteilung kritischer Überlastungen im Netz wird die Überlastenergie ausgewertet. Bei geringfügigen Überlastungen (Überlastenergie kleiner 1 GW pro Jahr und Stromkreisabschnitt) wird angenommen, dass dies sinnvoll mittels Redispatch-Einsatz – also einer Anpassung des Kraftwerkfahrplans – gelöst werden kann.

Weiterhin ist zu beachten, dass sich durch Veränderungen in Nachbarnetzstrukturen hier aufgezeigte Überlastungen abschwächen, verschieben oder verstärken können. Aus diesem Grund werden für die im Folgenden gezeigten Maßnahmenpakete Konzepte für alternative Lösungen entwickelt. Diese sind nicht vollumfänglich im vorliegenden Bericht dargestellt und kommen erst zur Anwendung, wenn gemeinsam mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern langfristig sinnvolle Konzepte entwickelt wurden.

3.4.2 MASSNAHMENPAKETE DER TRANSNETBW

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die im Rahmen dieser Studie identifizierten Maßnahmen für das Zielnetz 2050 gegeben. Die vorgeschlagenen Maßnahmen stellen nicht die einzig mögliche Lösung für das Jahr 2050 dar, sondern eine Lösung, die unter den getroffenen Annahmen den Anforderungen der dargestellten Energiewelt 2050 entspricht und aus netzplanerischer Sicht sachgerecht und sinnvoll ist.

ABBILDUNG 24:
 Übersicht der identifizierten Maßnahmenpakete in
 Baden-Württemberg



In Abbildung 24 sind die erforderlichen Maßnahmen des Zielnetzes 2050 grafisch dargestellt.

Maßnahmenpaket MP1: Verstärkung der Transportachse TenneT – TransnetBW

Im Nordosten von Baden-Württemberg befindet sich eine der wichtigsten Transit- und Transportachsen zur Versorgung des Ballungs- und Industriezentrums rund um Stuttgart. Aufgrund höherer Nord-Süd-Leistungsflüsse über die Achse Grafenrheinfeld (Regelzone von TenneT) nach Großgartach (Leingarten) erwarten wir im Jahr 2050 trotz Umsetzung der bereits geplanten und bestätigten Maßnahmen (P48 M38a und M39) weitere Überlastungen auf diesen Stromkreisen. Für einen sicheren Netzbetrieb muss die Transportachse von TenneT und TransnetBW verstärkt werden.

Da die Kapazitäten des bereits vorhandenen Gestänges noch nicht vollständig ausgeschöpft sind, ist die Nutzung der bestehenden Infrastruktur möglich. Daher erfolgt die Verstärkung der Transitachse sowohl durch eine Hochtemperaturleiter-Umbeseilung bestehender Stromkreise als auch durch die Auflage neuer Stromkreise.

HINWEIS ZU P302 M511
 P302 M511 wurde im NEP 2030, Version 2019 von der BNetzA im Dezember 2019 bestätigt.

Die untersuchte Region weist bereits in 2030 kritische Überlastungen auf. Die vorgeschlagenen Maßnahmen wurden auch im NEP 2030, Version 2019 identifiziert, unter anderem P48 M38b, P332 M510, **P302 M511**, P303 M513.

Maßnahmenpaket MP2: Mittlerer Neckarraum

Die Region Mittlerer Neckarraum ist durch eine sehr hohe Energienachfrage geprägt. Die Stromkreise in diesem Bereich dienen vor allem zur Versorgung des Großraums Stuttgart und zum Transit der elektrischen Energie vom Nordosten Richtung Süden. Die bestehenden Stromkreise von Großgartach nach Süden und weiter in den mittleren Neckarraum besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität, womit sie in kritischen Netzsituationen eine unzulässige Auslastung von über 100% aufweisen.

Zur gleichmäßigen Aufteilung der Leistungsflüsse werden diverse Verstärkungsmaßnahmen in diesem Bereich identifiziert. Dabei sind vor allem die Realisierung eines dritten Stromkreises Großgartach-Pulverdingen und die Auflösung des Dreibeines Großgartach-Endersbach-Mühlhausen enthalten. Für den sicheren Abtransport der eingespeisten Leistung der neuen HGÜ-Verbindung im Mittleren Neckarraum werden die Umspannwerke Altbach und Wendlingen verstärkt und der Stromkreis Hoheneck-Herbertingen-Metzingen in deren Schaltanlagen eingeführt.

Die untersuchte Region weist bereits in 2030 kritische Überlastungen auf. Einige der vorgeschlagenen Maßnahmen wurden auch im NEP 2030, Version 2019 identifiziert, unter anderem P306 M518, **P51 M37**, P420 M630.

Maßnahmenpaket MP3: Schwäbische Alb

Die bestehenden Stromkreise im Bereich Schwäbische Alb bilden eine wichtige Nord-Süd-Achse für den Transport elektrischer Energie Richtung Süden in die Schweiz. Beim Ausfall eines Stromkreises zwischen Pulverdingen-Oberjettingen-Engstlatt wird der parallele Stromkreis im (n-1)-Fall überlastet.

Schon bei den Netzanalysen für 2030 hat sich ergeben, dass das Netzausbau-potenzial der Transportachse Pulverdingen-Oberjettingen-Engstlatt an ihrer Grenze liegt und für die weitere Verstärkung der Großteil der bestehenden Masten umgebaut werden muss. Aus diesem Grund ist hier ein Neubau in bestehender Trasse notwendig, sodass zwischen Pulverdingen-Oberjettingen und Oberjettingen-Engstlatt jeweils drei Stromkreise mit 3.600 A Stromtragfähigkeit realisiert werden können. Durch die vorgeschlagenen Netzverstärkungen werden die identifizierten Engpässe in der Region beseitigt.

Die untersuchte Region weist bereits in 2030 kritische Überlastungen auf. Die vorgeschlagenen Maßnahmen wurden auch im NEP 2030, Version 2019 als Projekt P50 identifiziert.

Maßnahmenpaket MP4: Raum Ulm

Die Stromkreise Dellmensingen - Vöhringen verbinden den Raum Ulm mit dem Westen- und Südwesten von Deutschland. Sie dienen der Versorgung in Zeiten geringer Einspeisung aus PV-Anlagen und ermöglichen den Transport von Nord-Süd Leistungsflüssen Richtung Österreich. Mit Zuschaltung der zusätzlichen 2 GW HGÜ-Verbindung mit provisorisch ausgewähltem Anschlusspunkt in Dellmensingen steigt die Übertragungsaufgabe in der beschriebenen Netzregion.

Die bestehende Netzstruktur von Amprion und TransnetBW reicht hierfür nicht aus. Daher ist ein Neubau in bestehender Trasse von Vöhringen nach Dellmensingen und Zubeseilung eines zusätzlichen Stromkreises erforderlich. Ohne die vorgeschlagene Maßnahme werden die bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Dellmensingen und Vöhringen teilweise bereits im Grundfall und im (n-1)-Fall unzulässig hoch belastet.

HINWEIS ZU P51 M37

P51 M37 wurde im NEP 2030, Version 2019 von der BNetzA im Dezember 2019 bestätigt.

Maßnahmenpaket MP5: Hochrhein

Die betroffene 220-kV-Netzstruktur Gurtweil-Beuren-Stockach dient der Versorgung der Landkreise Konstanz, Bodenseekreis und Sigmaringen mit elektrischer Energie. Parallel zu den 220-kV-Stromkreisen der TransnetBW verläuft die 380-kV-Leitungsanlage des Übertragungsnetzbetreibers Amprion mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis. Diese übernehmen wichtige Übertragungsaufgaben zur Einbindung des süddeutschen Raumes und der Schweiz in das europäische Verbundsystem. Die im Jahr 2050 erwarteten Transitflüsse in die Schweiz führen zu einer deutlichen Überlastung dieser Stromkreise.

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Erhöhung der Übertragungskapazität in dieser Region wird die alte 220-kV-Netzstruktur zurückgebaut und durch ein 380-kV-Netz ersetzt. Dabei soll in bestehender Trasse zwischen Herbertingen und einer neu zu errichtenden Station Gurtweil/Tiengen eine neue Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen errichtet werden. Die beiden neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke in Beuren und im Kreis Konstanz sollen an die neue Leitung angeschlossen werden. Durch die Einführung der neuen Netztopologie werden die Engpässe auf den Stromkreisen zwischen Herbertingen und Tiengen behoben und das Verteilnetzgebiet in der Region mit elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz versorgt.

HINWEIS ZU P206
P206 wurde im NEP 2030, Version 2019 von der BNetzA im Dezember 2019 bestätigt.

Die untersuchte Region weist bereits in 2030 kritische Überlastungen auf. Die vorgeschlagenen Maßnahmen wurden auch im NEP 2030, Version 2019 als **Projekt P206** identifiziert.

Maßnahmenpaket MP6: Oberrhein

Die Stromkreise in diesem Bereich verbinden die Netze von Deutschland, Frankreich und der Schweiz und bilden damit eine wichtige Transitachse, um die Energie vom Norden Richtung Schweiz und Italien abzutransportieren. Die zu erwartenden hohen Nord-Süd Leistungsflüsse verursachen in kritischen Situationen die Überlastungen von bestehenden Stromkreisen zwischen Eichstetten, Schwörstadt und Kühmoos.

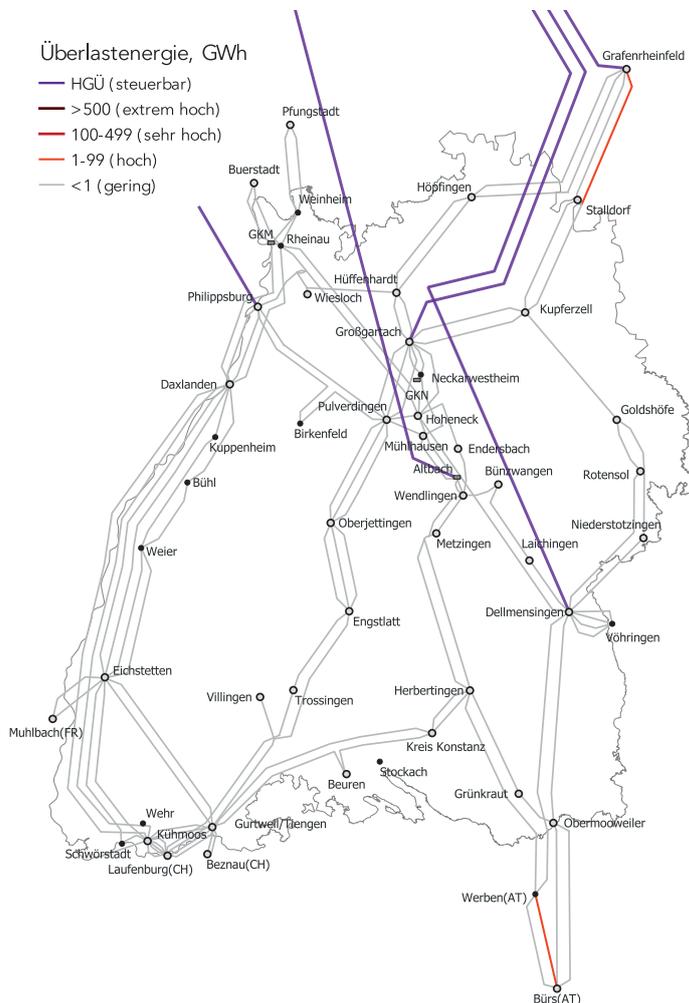
Das Maßnahmenpaket umfasst die HTLS-Umbeseilung (engl.: High Temperature Low Sag, Hochtemperaturleiter mit geringem Durchhang) der bestehenden Stromkreise Eichstetten-Schwörstadt-Kühmoos und Umstellung der bestehenden 220-kV-Stromkreise Eichstetten-Gurtweil auf 380 kV. Durch die vorgeschlagenen Maßnahmen wird die Übertragungskapazität der Leitungsachse erhöht und die identifizierten Engpässe behoben.

Die untersuchte Region weist bereits in 2030 kritische Überlastungen auf. Einige der vorgeschlagenen Maßnahmen wurden auch im NEP 2030, Version 2019 als Projekt P333 identifiziert.

3.4.3 ZIELNETZ

Nach Realisierung aller Maßnahmenpakete gibt es im baden-württembergischen Netz keine kritischen Überlastungen mehr, wie in Abbildung 25 zu sehen.

ABBILDUNG 25:
 Überlastenergie (nicht transportierbare Energie) in Baden-Württemberg nach Realisierung des Zielnetzes (Zuschaltung aller identifizierten Maßnahmenpakete)



Die Auswirkungen des Zielnetzes auf das Verteilnetz, das innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie dient, wurden im Rahmen der Studie ebenfalls untersucht. Übernimmt das Verteilnetz Transportfunktionen des Übertragungsnetzes, sogenannte Transitflüsse, können Überlastungen im unterlagerten Netz auftreten. Die Untersuchungen zeigen, dass sowohl der überregionale Zubau der HGÜ-Verbindungen als auch der lokale Zubau der vorgeschlagenen AC-Maßnahmenpakete zu einer deutlichen Reduzierung der Transitflüsse im Verteilnetz führt (bis zu 45%). Durch den Zubau des Zielnetzes können Überlastungen in den unterlagerten Stromnetzen vermieden werden.

3.5 ALTERNATIVE PLANUNGS- MÖGLICHKEITEN FÜR DAS ZIELNETZ

3.5.1 NEUE VERBUND- KUPPLUNG NACH BAYERN

Als Übertragungsnetzbetreiber betreibt und plant TransnetBW das Netz zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit nach dem (n-1)-Kriterium. Hierzu werden in der Netzplanung und im Netzbetrieb unabhängige Einfachausfälle von Komponenten bewertet und damit sichergestellt, dass es bei einem Ausfall

MEHRFACH-GESTÄNGE

Als Mehrfach-Gestänge werden Mastkonstruktionen bezeichnet, auf denen mindestens zwei Stromkreise gemeinsam geführt werden.

eines Betriebsmittels nicht zu einer Grenzwertverletzung kommt. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass eine zeitgleiche Nichtverfügbarkeit mehrerer Betriebsmittel eingeschränkt beherrschbar ist. Dadurch sollen Störungen regional begrenzt werden, um überregionale Großstörungen zu vermeiden. Der Ausfall eines **Mehrfach-Gestänges** würde zu einem zeitgleichen Ausfall mehrerer Stromkreise führen.

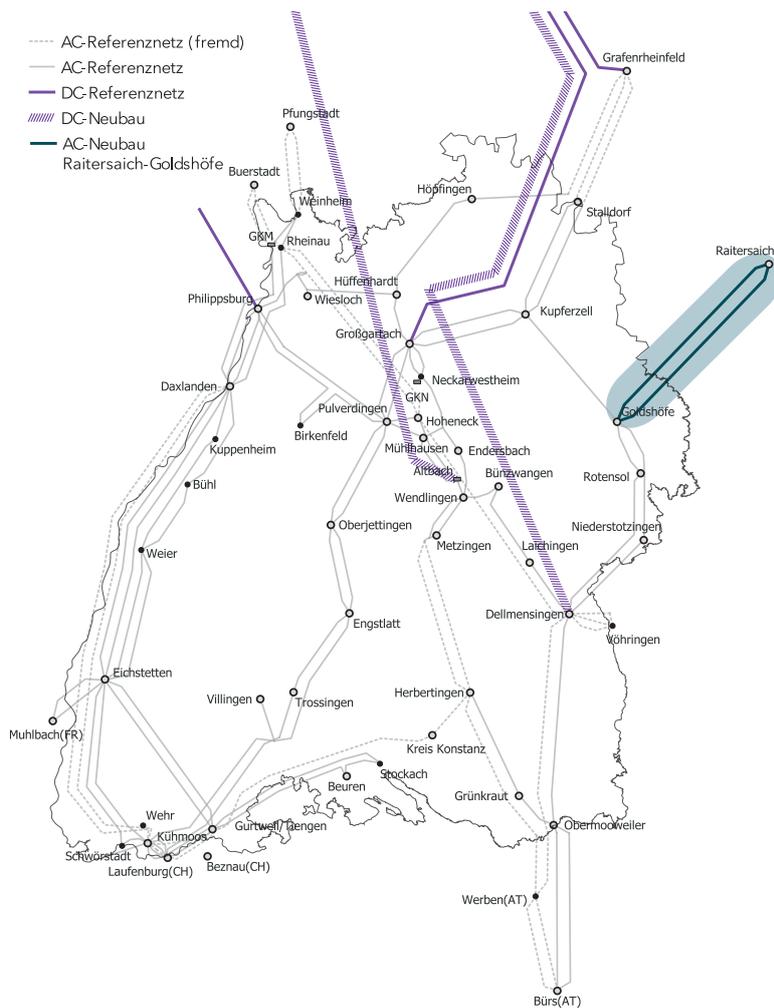
Mit der Planung des vorgeschlagenen Zielnetzes 2050 wird die Verbindungsachse zwischen den Regelzonen der TransnetBW (Baden-Württemberg) und TenneT (Bayern) durch ein Mehrfach-Gestänge mit insgesamt vier 380-kV-Stromkreisen realisiert. Damit würde ein Ausfall des genannten Gestänges zu einem Ausfall aller vier Stromkreise führen. In bestimmten Lastflusssituationen kann dies zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg führen.

Aus diesem Grund werden für das Maßnahmenpaket MP1 alternative Planungsmöglichkeiten geprüft. Dafür wird eine zusätzliche Verbundkupplung zwischen Baden-Württemberg und Bayern vorgesehen. Diese entlastet die bestehende Transitachse nach Bayern und gewährt eine höhere System-sicherheit, da eine maximale Belegung des genannten Mehrfach-Gestänges vermieden wird.

Abbildung 26 zeigt den Zubau der weiteren Verbundkupplung Goldshöhe - Raitersaich zwischen TenneT und TransnetBW.

ABBILDUNG 26:

Alternative Planungsmöglichkeit einer zusätzlichen Verbundkupplung zwischen TransnetBW (Goldshöhe) und TenneT (Raitersaich)



Durch die neue Verbundkupplung werden die Belastungen der Stromkreise auf dem bestehenden Mehrfach-Gestänge zu TenneT um 12 % reduziert. Allerdings werden zusätzliche Netzverstärkungen zwischen Goldshöfe und Dellmensingen benötigt.

Aufgrund der deutlichen Mehrkosten ist ein Ausbau im aktuellen Planungsstand nicht sinnvoll. Jedoch können mögliche Veränderungen in Nachbar-netzstrukturen strukturelle Überlastungen und den Stromtransport über die Achse zwischen TransnetBW und TenneT verstärken. Die Notwendigkeit für die zusätzliche Verbundkupplung hängt damit von Planungen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber ab.

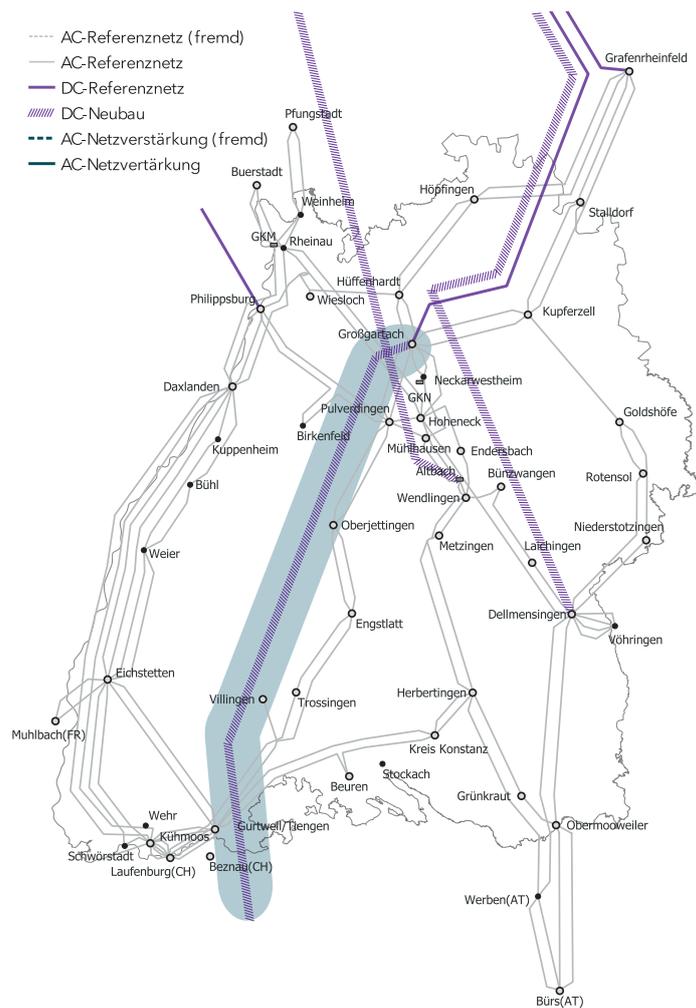
3.5.2 HGÜ IN DIE SCHWEIZ

Die Leistungsflüsse im Jahr 2050 zeigen einen steigenden Transportbedarf in Nord-Süd Richtung. Dies verursacht hohe Transitflüsse durch Baden-Württemberg in die Schweiz und führt damit zu Überlastungen des Höchstspannungsnetzes der TransnetBW.

Als zusätzliche Planungsmöglichkeit zu den vorgeschlagenen Maßnahmen im AC-Netz wurde im Rahmen dieser Studie untersucht, wie sich eine HGÜ-Verbindung von Baden-Württemberg in die Schweiz auswirkt. Dabei gilt es zu beachten, dass Baden-Württemberg isoliert betrachtet und damit mögliche Engpässe in der Schweiz nicht bewertet wurden.

ABBILDUNG 27:
 Alternative Planungsmöglichkeit einer HGÜ-Verbindung von TransnetBW in die Schweiz

HINWEIS ZU PLATZIERUNG DER KONVERTERSTATION
 Der angenommenen Konverterstandort Großgartach ist als provisorischer Standorte zu verstehen. Die Festlegung dieses provisorischen Standortes ist notwendig, um eine Netzmodellierung durchzuführen.



Durch die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz bringt die HGÜ-Variante Vorteile für den europäischen Strom-austausch. Darüber hinaus kann die HGÜ-Verbindung die Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz mit den Konverstationen innerdeutscher HGÜ-Verbindungen verknüpfen. Dadurch ist beispielsweise die Speicherung der in Norddeutschland produzierten Windenergie möglich. Im Rahmen dieser Studie wird für die vorgeschlagene HGÜ-Variante provisorisch der gleiche Netzverknüpfungspunkt wie für SuedLink gewählt (Leingarten, Großgartach). Neben der Entlastung der bestehenden Stromkreise zwischen Großgartach und Engstlatt bringt die neue Verbindung weitere Vorteile wie eine Verbesserung der Spannungsstabilität, Steuerung der Lastflüsse und die Entlastung der Kuppelleitungen nach Laufenburg (Schweiz).

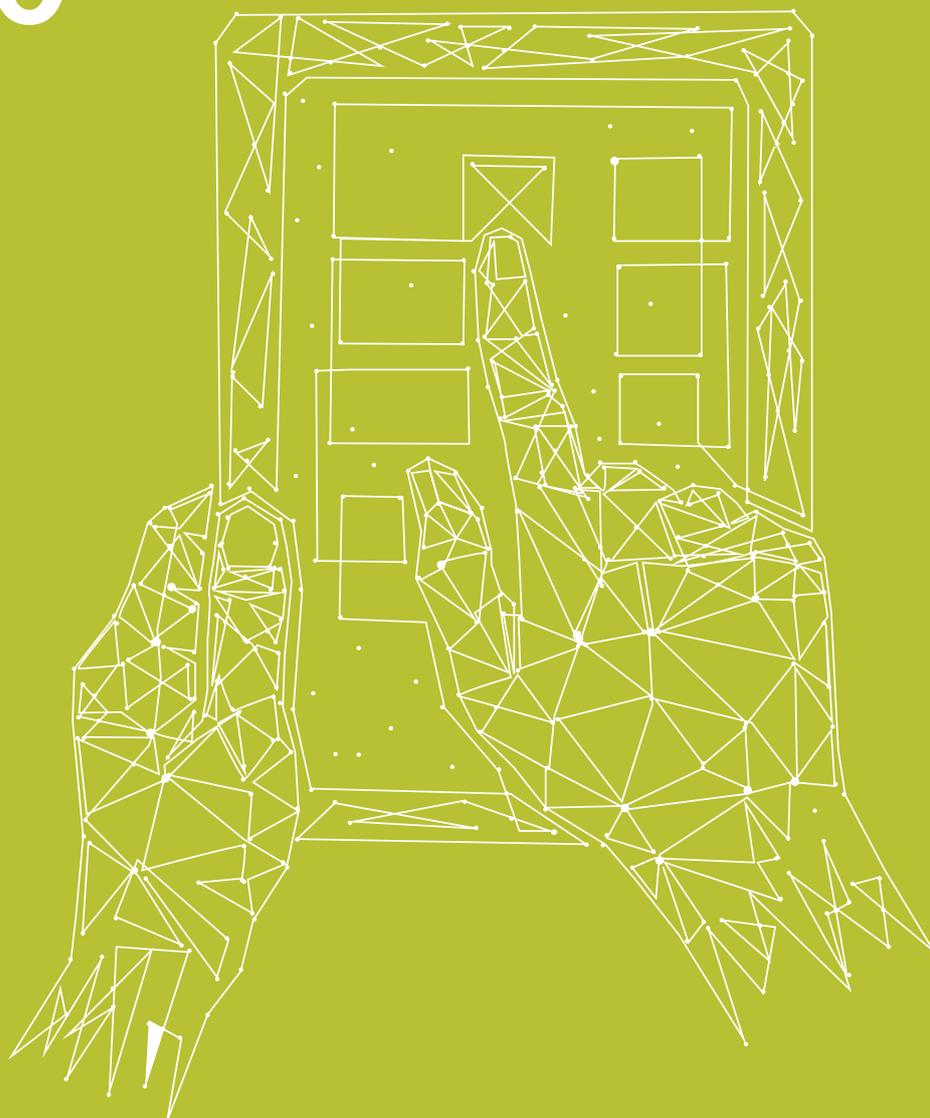
Die zusätzliche HGÜ-Verbindung wird in der Abbildung 27 grafisch dargestellt.

Die HGÜ-Verbindung in die Schweiz führt zur Reduzierung der Überlastenergie auf der Transportachse im mittleren Neckarraum um 90 %. Der Bedarf für bestimmte Maßnahmen des Maßnahmenpakets MP2 (MP2-01 Großgartach-Pulverdingen) und MP3 (MP3-01 Pulverdingen-Oberjettingen, MP3-02 Oberjettingen -Engstlatt) ist damit nicht mehr gegeben. Zusätzlich bietet die HGÜ-Verbindung Steuerungsmöglichkeiten im umliegenden Stromnetz. Allerdings liegen die entsprechenden Baukosten einer HGÜ-Verbindung deutlich höher als bei der vorgeschlagenen AC-Variante.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass bei isolierter Betrachtung von Baden-Württemberg die Mehrkosten für den Zubau der HGÜ-Verbindung in die Schweiz nicht bedarfsgerecht sind. Die Maßnahmenpakete MP2 und MP3 mit den vorgeschlagenen AC-Netzverstärkungen bleiben bei dieser Betrachtung die kostengünstigere Lösung, um die lokalen Engpässe zu beheben. Dabei ist jedoch zu beachten, dass nicht alle Vorteile der HGÜ-Variante, insbesondere für den europäischen Austausch und die Netzregionen der Schweiz und Italien, bewertet wurden.

4.0

UMFRAGE ZUR ENERGIEWELT 2050



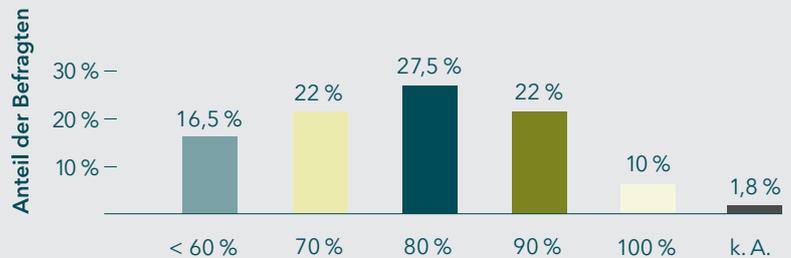
Um die getroffenen Annahmen der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung kritisch zu prüfen, wurde eine Umfrage unter Experten der Energiebranche zu einigen Prämissen unserer Studie durchgeführt. Die Umfrage und die Erstellung der Prämissen fanden parallel statt. Die Annahmen der Studie sind daher als unabhängig von den Umfrageergebnissen zu betrachten und dienen somit im Wesentlichen einer zusätzlichen Prüfung und Verifizierung unserer Annahmen. Durchgeführt wurde die Umfrage in der Gruppe „Strommarkttreffen“. Dabei handelt es sich um ein offenes Netzwerk von Energie-Experten aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft. An der Umfrage nahmen insgesamt 109 Experten teil. Die Ergebnisse der Umfrage werden im Folgenden dargestellt und mit den Annahmen beziehungsweise Ergebnissen der Studie Stromnetz 2050 verglichen.

FRAGE 1:

Laut Klimaschutzplan der Bundesregierung soll Deutschland bis Mitte des Jahrhunderts weitestgehend klimaneutral sein. Welche Minderung von Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Referenzjahr 1990 erwarten Sie bis zum Jahr 2050? (Stand 2018: ca. 30 %)

ABBILDUNG 28:
 Umfrage Treibhausgasminderung bis 2050

REDUKTION DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN VON 1990 BIS 2050 IN DEUTSCHLAND



Annahme Stromnetz 2050: Reduktion der CO₂-Emissionen in Höhe von 90% gegenüber 1990 in den betrachteten Anwendungsbereichen Strom, Wärme und Transport

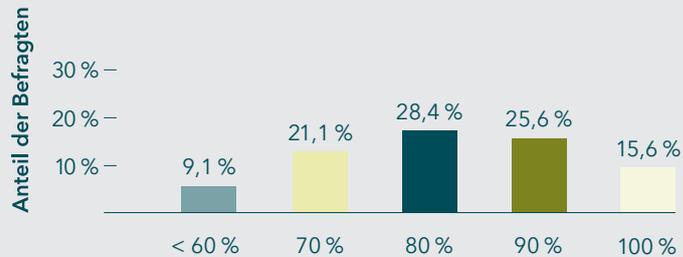
32% der Experten gehen in der Umfrage davon aus, dass analog zu den Annahmen der Studie Stromnetz 2050 eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 erreicht werden kann. Demgegenüber steht ein Anteil von 68%, die von einer geringeren Reduktion als 90% ausgehen. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass in der Studie lediglich die Anwendungsbereiche Strom, Wärme und Transport und deren CO₂-Emissionen untersucht wurden (vgl. 2.2.2).

FRAGE 2:

Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Brutto-Stromnachfrage bis 2050 mindestens 80 % betragen. Welchen EE-Anteil wird Deutschland bis zum Jahr 2050 Ihrer Meinung nach erreichen? (Stand 2018: ca. 38 %).

ABBILDUNG 29:
Umfrage EE-Anteil am Brutto-Stromverbrauch 2050

ANTEIL ERNEUBARER ENERGIEN AN DER BRUTTO-STROMNACHFRAGE BIS 2050 IN DEUTSCHLAND



Annahme Stromnetz 2050: Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromnachfrage 80 %

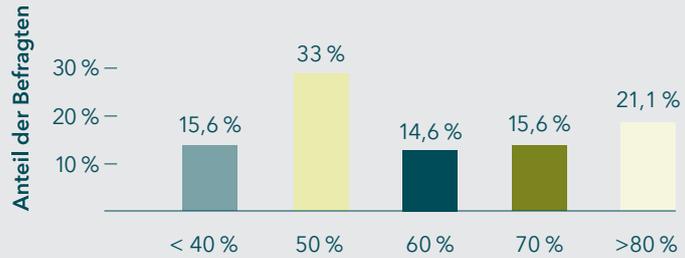
In der Umfrage geht eine Mehrheit von 70 % der Befragten davon aus, dass der Anteil von erneuerbaren Energien auf 80 % der Brutto-Stromnachfrage ansteigen wird. Knapp 16 % der Experten rechnet sogar damit, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromnachfrage 100 % erreichen wird. Die Prämissen für die Studie Stromnetz 2050 orientieren sich an den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung und finden sich im Energiesystemmodell wieder.

FRAGE 3:

Außerdem soll der Anteil erneuerbarer Energien am Brutto- Endenergieverbrauch bis 2050 mindestens 60 % betragen. Durch die Sektorenkopplung kann die Stromerzeugung aus Windenergie- oder Photovoltaikanlagen für die Sektoren Wärme und Transport genutzt werden. Darüber hinaus kann der EE-Anteil am Energieverbrauch unter anderem auch durch Solarthermie-Anlagen oder Bioethanol erhöht werden. Welchen EE-Anteil wird Deutschland hier bis zum Jahr 2050 Ihrer Meinung nach erreichen? (Stand 2018: 16,6%)

ABBILDUNG 30:
 Umfrage Endenergieverbrauch 2050

ANTEIL ERNEUBARER ENERGIEN AM BRUTTO-ENDENERGIEVERBRAUCH BIS 2050 IN DEUTSCHLAND



Ergebnis Stromnetz 2050: Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch rund 60% (bezogen auf die betrachteten Anwendungsbereiche Strom, Wärme und Transport)

Rund die Hälfte der Befragten geht davon aus, dass ein Anteil von 60% der erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch erreicht werden kann. Die Integration erneuerbarer Energien in die Sektoren Wärme und Transport gestaltet sich ungleich schwerer als im Stromsektor und kann im Wesentlichen durch Elektrifizierung (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) und synthetische Brennstoffe (Wasserstoff und Methan) erreicht werden. Auf Basis der Ergebnisse des Energiesystemmodells bestätigen die Analysen der Stromnetz 2050 Studie eine mögliche Umsetzung der Vorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung.

FRAGE 4:

Ein wesentliches Instrument zur Zielerreichung stellt die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Transport dar. Welche zwei Umwandlungstechnologien werden sich Ihrer Meinung nach am wahrscheinlichsten durchsetzen?

ABBILDUNG 31:
Umfrage Sektorenkopplungs-
Technologien

**RELEVANTE
UMWANDLUNGSTECHNOLOGIEN
IN 2050**



Ergebnis Stromnetz 2050: Für das untersuchte Stromversorgungssystem sehen wir besonders Power-to-Mobility und Power-to-Heat. Power-to-Gas spielt im Rahmen unserer Untersuchung für die Wasserstoffherstellung für Brennstoffzellenfahrzeuge eine Rolle.

Die Umfrageergebnisse und die Annahmen bei der Studie Stromnetz 2050 sind vergleichbar. Während die Umfrageteilnehmer der Power-to-Heat Technologie knapp vor Power-to-Mobility die größten Chancen zum Durchbruch einräumen, hat bei der Studie Power-to-Mobility mit 152 TWh/a Stromverbrauch den größten Einfluss auf die Kopplung der Sektoren. Es folgen Power-to-Heat (93 TWh/a) und Power-to-Gas (70 TWh/a). Die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität zeichnet sich bereits seit einigen Jahren ab. Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge sind technisch ausgereift und können bereits heute wirtschaftlich betrieben werden. Ein hoher Anteil an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen schlägt sich daher in der Modellierung nieder. Der Power-to-Gas-Technologie wurden in der Studie eher geringe Chancen auf eine größere Marktdurchdringung ausgerechnet. Vor allem aus wirtschaftlicher Perspektive wird eher von einem Import von synthetischem Wasserstoff oder Methan aus Ländern mit günstigerer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgegangen. Zu beachten ist jedoch, dass insbesondere Wärmeprozesse in der Industrie sowie Schifffahrt und Flugverkehr im Energiesystemmodell nicht abgebildet wurden.

FRAGE 5:

Der „Nationale Aktionsplan Energieeffizienz“ der Bundesregierung gibt vor, den Primärenergieverbrauch bis 2050 zu halbieren. Dennoch wird in vielen Studien aufgrund der zunehmenden Sektorenkopplung mit einem Anstieg des Stromverbrauchs gerechnet. Wie hoch wird ihrer Meinung nach der Brutto-Stromverbrauch Deutschlands im Jahr 2050 sein (in TWh)? (Stand 2018: 598,7 TWh)

ABBILDUNG 32:
Umfrage Stromverbrauch 2050

**BRUTTO-STROMVERBRAUCH
DEUTSCHLANDS IM JAHR 2050**

Ergebnis Stromnetz 2050: Netto-Stromnachfrage zuzüglich Netzverluste 842 TWh

Fast alle Befragten gehen von einem Anstieg der Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 aus. Die Mehrheit von knapp 60% rechnet mit einem Anstieg auf 800 TWh und darüber. Damit spiegelt das Ergebnis der Modellierung in der Studie Stromnetz 2050 von 842 TWh die Meinung der Experten wider.

FRAGE 6:

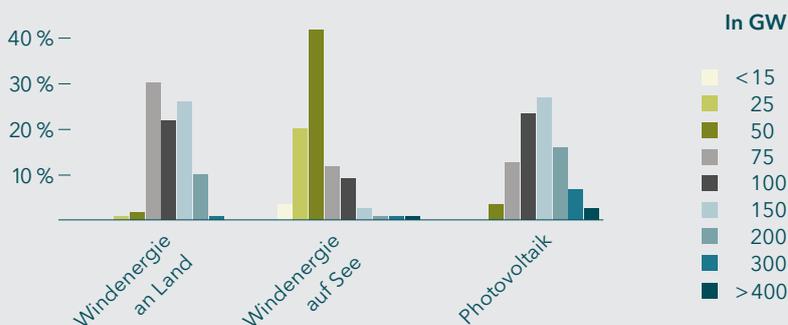
Seit 1990 wurden in Deutschland in großem Umfang erneuerbare Energien ausgebaut. Wie hoch schätzen Sie, wird die Netto-Nennleistung erneuerbarer Energien im Jahr 2050 sein (in GW)?

ABBILDUNG 33:
Umfrage Installierte EE-Anlagen 2050

Stand 2018

Windenergie an Land 52,6 GW
Windenergie auf See 6,4 GW
Photovoltaik 45,3 GW

NETTO-NENNLEISTUNG ERNEUBARER ENERGIEN IM JAHR 2050 IN DEUTSCHLAND



Ergebnis Stromnetz 2050: Windenergie an Land 122 GW, Windenergie auf See 55 GW, Photovoltaik 173 GW

Die Mehrheit der Befragten rechnet mit einem Ausbau der Windenergie an Land, sodass die installierte Leistung im Jahr 2050 zwischen 75 GW und 150 GW liegt. Das bedeutet, dass immerhin jeder dritte Experte einen Zuwachs von mindestens 23 GW gegenüber der installierten Leistung von 2018 (52 GW) erwartet. Beim Ausbau der Windenergie auf See erwartet eine deutliche Mehrheit einen Ausbau auf rund 50 GW. 17 der 109 Befragten prognostizierten sogar einen Ausbau auf 100 GW und darüber. Den absolut gesehen größten Zubau wird der Photovoltaik zugeschrieben. Mehr als die Hälfte der Befragten erwartet eine installierte Leistung von Photovoltaik im Jahr 2050 zwischen 100 GW und 150 GW. Fast ein Viertel der Befragten geht sogar von einer installierten Leistung von 200 GW und mehr aus.

Die Ergebnisse der Studie Stromnetz 2050 und die Umfrageergebnisse liegen sehr nahe beieinander. Um die Klima- und Energieziele zu erreichen, ist ein ambitionierter Ausbau der Windenergie an Land und auf See sowie der Photovoltaik erforderlich. Da insbesondere die Windenergie an Land zunehmend auf Widerstand stößt, geht die Studie Stromnetz 2050 davon aus, dass das technisch-wirtschaftliche Potenzial in Deutschland nicht vollständig erschlossen wird. Im Ergebnis des Energiesystemmodells wird dies durch den starken Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Dach- und Freiflächen kompensiert.

FRAGE 7:

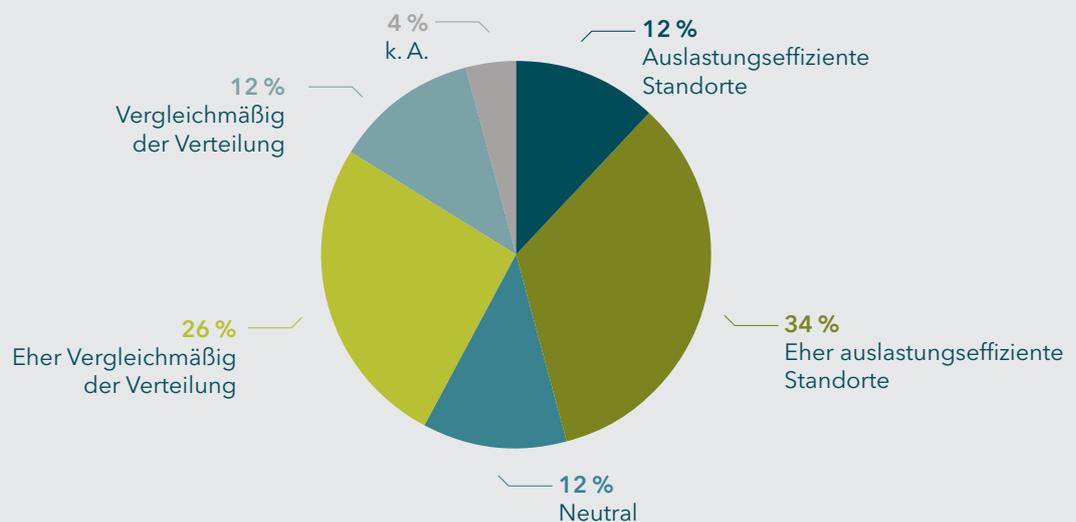
Die Ziele der Energiewende sind für Deutschland und Europa definiert - es ist jedoch noch unklar, wie wir sie sinnvoll erreichen können. Von großer Bedeutung ist hierbei, wie sich die Verteilung der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa am sinnvollsten gestaltet. Was denken Sie über die Verteilung der Erneuerbaren?

Hinweis: In Folge des bevorzugten Ausbaus von Windenergie in Norddeutschland treten im Übertragungsnetz immer häufiger Engpasssituationen auf. Um diese aufzulösen müssen insbesondere die Stromnetze in Nord-Süd-Richtung verstärkt werden. Alternativ könnten erneuerbare Energien (ggf. mit geringeren Volllaststunden) bevorzugt näher an den Lastzentren in Süd- und Westdeutschland installiert werden.

Geht man davon aus, dass EE-Anlagen an sehr effizienten Standorten bezüglich ihrer Auslastung zugebaut werden, hat beispielsweise Nord-Deutschland erheblich mehr EE-Leistung als Süd-Deutschland. Dadurch steigt jedoch der Transportbedarf. Bei einer gleichverteilten Ansiedlung der EE-Anlagen würde sich der Transportbedarf wieder reduzieren und Süddeutschland wäre weniger abhängig von Importen aus Nachbar(Bundes-)ländern. Aufgrund der geringeren Effizienz würden zum Erreichen der Ziele jedoch mehr EE-Anlagen benötigt werden.

ABBILDUNG 34:
Umfrage Verteilung EE-Anlagen

ZUBAU EE-ANLAGEN: AUSLASTUNGSEFFIZIENT VS. GLEICHMÄSSIGE VERTEILUNG



Annahme Stromnetz 2050: Eher auslastungseffiziente Standorte

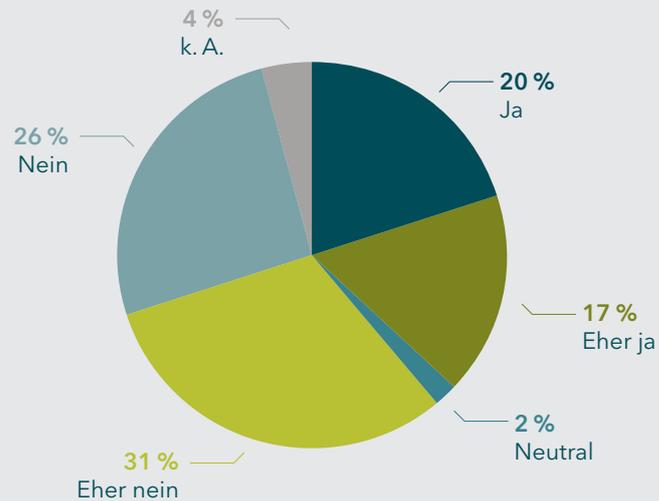
Die Umfrageergebnisse zeigen eine leichte Tendenz hin zu auslastungseffizienten Standorten, wobei sowohl bei einer auslastungseffizienten als auch bei einer eher gleichmäßigen Verteilung jeweils die gemäßigte Variante mehr Zuspruch findet. Die Verteilung erneuerbarer Energien in Deutschland erfolgte bei der Studie Stromnetz 2050 vor allem auslastungsorientiert, jedoch unter Berücksichtigung der Akzeptanz in der Bevölkerung. Dies führt zu einer insgesamt gleichmäßigeren Verteilung von Windenergieanlagen und einem stärkeren Ausbau der Photovoltaik. Beide Effekte verringern die Auslastung der Übertragungsnetze insbesondere in Nord-Süd-Richtung.

FRAGE 8:

Langfristige Strategie der europäischen Kommission ist ein klimaneutrales europäisches Wirtschaftssystem im Einklang mit den Zielen des Pariser Klimaabkommens (Begrenzung der menschengemachten globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten). Glauben Sie, dass Europa das strategische Ziel erreichen wird?

ABBILDUNG 35:
Umfrage europäische Klimaziele

ERREICHEN DER EUROPÄISCHEN KLIMAZIELE



Annahme Stromnetz 2050: Insgesamt reduzieren die betrachteten europäischen Länder ihre CO₂-Emissionen um 90% gegenüber 1990 (in den betrachteten Anwendungsbereichen Strom, Wärme und Transport).

Bei der wichtigen Frage zum Erreichen der Klimaziele gehen 57% der Experten davon aus, dass Europa die gesteckten Ziele bis 2050 sicher beziehungsweise vermutlich verfehlen wird. Lediglich jeder fünfte Experte ist davon überzeugt, dass die Vorgaben erfüllt werden.

FAZIT

Die Annahmen und Ergebnisse der Studie Stromnetz 2050 sind weitestgehend vergleichbar mit der mehrheitlichen Expertenmeinung. Vor allem bei nationalen Themen wie die Entwicklung der Stromnachfrage oder dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird deutlich, dass die Studie Stromnetz 2050 die Erwartungshaltung der Befragten überwiegend widerspiegelt. Lediglich beim Erreichen der europäischen Klimaziele zeigt sich eine stärkere Diskrepanz. Während Stromnetz 2050 bei der Modellierung vom Erreichen der europäischen Klimaziele ausgeht, traut eine Mehrheit der Befragten dies Europa nicht zu.

5.0

GLOSSAR

BEGRIFF**INFORMATION****(n-1)-Kriterium**

Allgemein anerkannte Regel der netzplanerischen Grundsätze. Sie besagt, dass ein Netz (n-1)-sicher geplant ist, wenn bei allen prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben (Netznutzungsfälle) sowohl bei einem (n-1)-Ausfall (Ausfall eines beliebigen Netzelements) als auch bei betriebsbedingter Freischaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, sich also kein Netzelement außerhalb seiner Betriebsgrenzen befindet. (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018b)

Ausfallsimulation

Die Ausfallsimulation ist die Simulation des Ausfalles eines Betriebsmittels in elektrischen Versorgungsnetzen zur Ermittlung möglicher Überlastungen und Folgeausfälle. (Schaefer, 2013)

**Bedarfsanalyse 2019
Szenario „t+1“**

Die Bedarfsanalyse wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern gemäß EnWG erstellt, um die zukünftig erforderliche Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Redispatch-Maßnahmen aufzuzeigen (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018a). Das Szenario „t+1“ der Bedarfsanalyse 2019 betrachtet das Stromsystem im Jahr 2020.

Brutto-Stromverbrauch

Der Brutto-Stromverbrauch ist die Summe der gesamten inländischen Stromerzeugung (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl, Erdgas und andere), zuzüglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland. Sie umfasst auch Netz- und Umwandlungsverluste sowie den Eigenverbrauch von Kraftwerken. (BMW, 2019)

Dekarbonisierung

Als Dekarbonisierung wird im Energiesystem die Reduktion der Nutzung von Energieträgern auf Basis von Kohlenwasserstoffen wie Öl, Kohle oder Gas bezeichnet.

Endenergieverbrauch

Als Endenergieverbrauch (EEV) wird die Verwendung von Energieträgern ausgewiesen, die nach Abzug von Umwandlungs- und Leitungsverlusten, des Eigenverbrauchs des Umwandlungssektors sowie des nicht-energetischen Verbrauchs von der eingesetzten Primärenergie übrig bleibt und unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie dient. (BMW, 2018)

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) mit Sitz in Brüssel ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Elektrizität. Der Verband umfasst 43 ÜNB aus 36 Ländern und existiert seit Dezember 2008. ENTSO-E erfüllt gesetzlich festgelegte Aufgaben und erstellt unter anderem den TYNDP, der europäische Szenarien für die Jahre 2030 bis 2040 beinhaltet. (Netzenwicklungsplan, 2020)

Flexibilität

Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. (BNetzA, 2017)

Hochtemperaturleiter (HTL/HTLS)

Leiterseil, das durch die verwendeten Materialien bei einer höheren zulässigen Betriebstemperatur als „klassische“ Aluminium-/Stahl-Beseilung (also > 80°C) betrieben werden kann. Dadurch bieten HT-Leiter bei vergleichbarem Querschnitt und Geometrie eine höhere Strombelastbarkeit. Verfügbar sind Thermal resistant Aluminum (TAL)-Leiter mit einer maximalen Betriebstemperatur bis zu 150°C.

Darüber hinaus sind High Temperature Low Sag (HTLS)-Leiterseile verfügbar, die sowohl eine höhere Strombelastbarkeit als auch (durch spezielle Kernwerkstoffe) einen besonders geringen Durchhang aufweisen. Die maximale Betriebstemperatur von HTLS-Leiterseilen liegt bei 210°C. (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018b; Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2019c)

Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbarer Wärme innerhalb eines thermodynamischen Prozesses. Die parallel zur Stromerzeugung produzierte Wärme wird zur Beheizung und Warmwasserbereitung oder für Produktionsprozesse genutzt. Der Einsatz der KWK mindert den Energieeinsatz und Kohlendioxid-Emissionen. (Umweltbundesamt, 2020)

Konverterstation

Ein Konverter wandelt Wechsel- in Gleichstrom um und umgekehrt. Umwandeln heißt auf lateinisch: convertere. Daher nennt man die dafür notwendigen Bauwerke auch Konverterstation oder Stromrichterstation. Ohne Konverter können HGÜ-Leitungen nicht in das Verbundnetz integriert werden. Deshalb muss am Anfang und am Ende einer HGÜ-Leitung ein Konverter errichtet werden.

Kupferplatte

Es wird angenommen, dass es innerhalb eines Marktgebietes keine Netzengpässe und in der Folge einheitliche Strompreise gibt. Der hierfür notwendige Netzausbau wird anschließend ermittelt und geplant.

Mehrfach-Gestänge

Als Mehrfach-Gestänge werden Mastkonstruktionen bezeichnet, auf denen mehr als zwei Stromkreise gemeinsam geführt werden.

Modell FREM (ffe)

Modell FREM (ffe) FREM ist ein hochaufgelöstes zeitliches und regionalisiertes Energiesystemmodell der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE). Basierend auf statistischen und räumlichen Daten können hiermit unter anderem Flächenpotenziale und ein regionaler Zubau von volatilen Erneuerbaren bestimmt werden. (FFE e. V., 2017)

Netzengpass

Als Netzengpass wird das Überschreiten der Kapazität eines Netzbetriebsmittels oder die Verletzung von technischen Parametern in der Stromversorgung bezeichnet. Im Allgemeinen werden Netzengpässe durch die Überschreitung der Wirkleistungskapazität eines Netzbetriebsmittels erreicht (strombedingt) oder weil die Spannungsqualität für ein Netzbetriebsmittel oder ganzes Netzgebiet nicht eingehalten wird (spannungsbedingt). (BNetzA, 2019b)

Netzverluste

Unter dem Begriff Netzverluste versteht man die gesamte Arbeit in Kilowattstunden welche bei der Stromübertragung oder Umspannen verloren geht. Netzverluste kann man als die Differenz zwischen der abgelesenen Energie an den Einspeisestellen und der verrechneten Energie bei den Endverbrauchern ansehen. (Dipl.-Ing. Zebisch, 1959)

NORDIC

Das Netz-Synchronegebiet Nordic umfasst Norwegen, Finnland, Schweden und Dänemark Ost.

NOVA-Prinzip

Der Begriff NOVA steht für **N**etz-**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau. Das Prinzip beschreibt einen Grundsatz der Netzplanung, um den Netzausbaubedarf zu minimieren. Bestehende Infrastruktur wird zuerst optimiert, dann verstärkt und erst als letzte Option ausgebaut. (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2018b)

Phasenschiebertransformator (PST)

Netzelement, das im Gegensatz zu klassischen Transformatoren auch über einen Querregler verfügt, was durch eine positive oder negative Stufung eine Steuerung der Lastflüsse im AC-Netz erlaubt. Im deutschen Raum auch als Querregeltransformator bezeichnet.

Redispatch

Unter Redispatch versteht man Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Netzengpässe zu vermeiden (präventiv) oder zu beseitigen (kurativ). Entsteht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, wird die Einspeiseleistung der Kraftwerke diesseits des Engpasses reduziert während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. (BNetzA, 2019b)

Referenznetz

Das Referenznetz ist der angenommene Ausbauzustand des Stromnetzes als Ausgangspunkt für die Netzberechnungen.

Regionalisierung

Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können. (BNetzA, 2019b)

Residuallast

Die Residuallast entspricht der nachgefragten elektrischen Leistung nach Abzug der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energieträger wie Wind- und Solarenergie (RP Energie Lexikon, 2020). Sie muss über die regelbare Erzeugung wie beispielsweise GuD-Anlagen gedeckt werden, um den Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage jederzeit zu gewährleisten.

Stromnachfrage / Netto-Stromnachfrage

Die (Netto-) Stromnachfrage beinhaltet den Endenergieverbrauch von Strom sowie die Stromnachfrage der Sektoren Wärme, Gas und Transport nicht jedoch den Kraftwerkseigenverbrauch oder die Netzverluste.

Tank-to-Wheel

Tank-to-Wheel bezeichnet die Effizienz mit dem die getankte oder geladene Energie in gefahrene Kilometer umgesetzt wird („vom Energiespeicher im Fahrzeug bis zum gefahrenen Kilometer“). (Umweltbundesamt, 2013)

Transitfluss

Transitflüsse sind die Übertragung von Leistungen durch ein Netz. Transite sind das Saldo von Importen und Exporten eines Netzes.

Überlastenergie

Die Überlastenergie errechnet sich für jeden einzelnen Stromkreis aus der Summe der stündlichen Leistung, die im (n-1)-Fall aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden kann.

Umbeseilung

Ersetzen von Leiterseilen bestehender Stromkreise durch neue Seile mit höherer Übertragungsfähigkeit.

WAFB

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb. Die Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes ist je nach Jahreszeit und Wetter unterschiedlich. Bei kälteren Temperaturen und Kühlung durch Wind kann mehr Strom übertragen werden als beispielsweise an heißen Sommertagen. Mit Hilfe des WAFB ist es möglich, die Auslastung des Stromnetzes erheblich zu erhöhen. Auf Basis aktueller Messdaten wird genau berechnet, wie hoch die Lastflüsse bei den jeweils aktuellen Wetterverhältnissen maximal sein dürfen, damit der Durchhang der Leiterseile innerhalb der technischen Vorgaben bleibt.

Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe stellt einen Wärmeerzeuger dar, der unter Zufuhr von Energie (meist Strom) zusätzlich Umweltenergie bei niedriger Temperatur aufnehmen kann und zu Heizzwecken nutzbar macht. (Baunetz Wissen, 2020)

Ziele der Energiewende in Deutschland

Die Bundesregierung hat die Ziele der Energiewende im Energiekonzept 2010 (BMWi, BMU, Bundesregierung, 2010) festgelegt und in weiteren Beschlüssen präzisiert (BMWi, 2015a). Leitbild ist die weitgehende Treibhausgasneutralität bis 2050 (BMU, 2016). Die quantitativen Ziele der Energiewende enthalten unter anderem folgende Zielgrößen bis 2050:

- / Mindestens 80% bis 95% Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990
- / Mindestens 80% erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch und 60% am Bruttoendenergieverbrauch
- / Energieeffizienzsteigerung: Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50% und Reduktion des Primärenergiebedarfs von Gebäuden um 80% gegenüber 2008
- / Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 und Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038

Zielnetz

Das Zielnetz ist der theoretische Ausbauszustand des Stromnetzes nach Realisierung aller identifizierten Netzausbaumaßnahmen.

6.0

ABKÜRZUNGS- VERZEICHNIS

ABKÜRZUNG**INFORMATION**

A	Ampere
AC	alternating current/Wechselspannung
Benelux	Union aus Belgien, den Niederlanden, Luxemburg
BEV	Battery-electric vehicle/Elektroauto
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BW	Baden-Württemberg
CCS	Carbon Capture and Storage/CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung
CHP	Combined heat and power plant/Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DE	Deutschland
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU Emissions Trading System/Europäischer Emissionshandel
FCEV	Fuel cell electric vehicle/Brennstoffzellen-Fahrzeug
FR	Frankreich
GB	Gas Boiler/Gasbrennwertkessel
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW bzw. GWh	Gigawatt bzw. Gigawattstunde
H₂	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HP	Heat pump/Wärmepumpe
HTL	Hochtemperaturleiter
HTLS	High Temperature Low Sag

IT	Italien
km	Kilometer
kW bzw. kWh	Kilowatt bzw. Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW bzw. MWh	Megawatt bzw. Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
NTC	Net transfer capacity/Netto-Übertragungsleistung
PKW	Personenkraftwagen
P_{MAX}	Maximale Leistung
PST	Phasenschiebertransformator
PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
PtM	Power to Mobility
PV	Photovoltaik
RH	Resistive heater/Widerstandsheizung
TW bzw. TWh	Terawatt bzw. Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
V2G	Vehicle-to-Grid
WAFB	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

7.0

ANHANG

7.1 ANNAHMEN UND EIGENSCHAFTEN AUSGEWÄHLTER UMWANDLUNGSTECHNOLOGIEN FÜR DAS JAHR 2050

TABELLE 4:

Annahmen und Kennzahlen ausgewählter Umwandlungstechnologien. Der Wirkungsgrad von 89 % bei GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung bezieht sich auf den gemeinsamen Brennstoffnutzungsgrad der Strom- und Wärmeerzeugung.

Technologie	Installierte Leistung	Erzeugung	Vollaststunden	Wirkungsgrad
	GW	TWh	Std.	
Gasbrennwertkessel	97	154	1.586	90 %
Gasturbine	2	1	406	39 %
GuD mit Kraft-Wärme-Kopplung (Anteil elektrisch)	44	80	1.825	47 %
GuD mit Kraft-Wärme-Kopplung (Anteil thermisch)	44	101	2.317	89 %
Laufwasser	5	19	3.754	94 %
Photovoltaik	173	174	1.006	100 %
Pumpspeicher	7	2	264	87 %
Wärmepumpe	38	142	3.737	295 %
Wasserstoffelektrolyse	11	56	5.091	80 %
Widerstandsheizung	34	40	1.163	90 %
Windenergie an Land	122	265	2.168	100 %
Windenergie auf See	55	236	4.283	100 %

7.2 STECKBRIEFE FÜR DIE MASSNAHMENPAKETE DES ZIELNETZES

MP-DC: HGÜ-ZUBAU NACH BADEN-WÜRTTEMBERG

Netzplanerische Begründung:

Eine starke Stromnetzanbindung Baden-Württembergs zu den anderen deutschen Regionen ist für die Versorgungssicherheit der TransnetBW-Regelzone notwendig. Leitungen, die eine effiziente und zielgerichtete Anbindung von Baden-Württemberg (Verbrauchszentrum) zum Norden Deutschlands (Stromerzeugungszentrum) schaffen, müssen zugebaut werden.

HGÜ-Verbindungen ermöglichen eine verlustarme Energieübertragung über lange Distanzen und tragen zur Stabilität und Optimierung des gesamten Stromnetzes bei. In den Untersuchungen zur Netzsituation 2050 zeigt sich, dass über die bislang bestätigten NEP-Maßnahmen hinaus noch ein sehr hoher Übertragungsbedarf besteht.

Das AC-Netz zwischen Norddeutschland und Baden-Württemberg weist in kritischen Netzsituationen erhebliche Überlastungen auf, insbesondere auf den Transitachsen Nordrhein-Westfalen/Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein/Baden-Württemberg. Die beiden vorgeschlagenen HGÜ-Verbindungen bewirken eine großflächige Entlastung des Höchstspannungsnetzes, insbesondere in Norddeutschland und sind somit sinnvoll. Außerdem sichern sie den erwarteten Importbedarf von Baden-Württemberg ab.

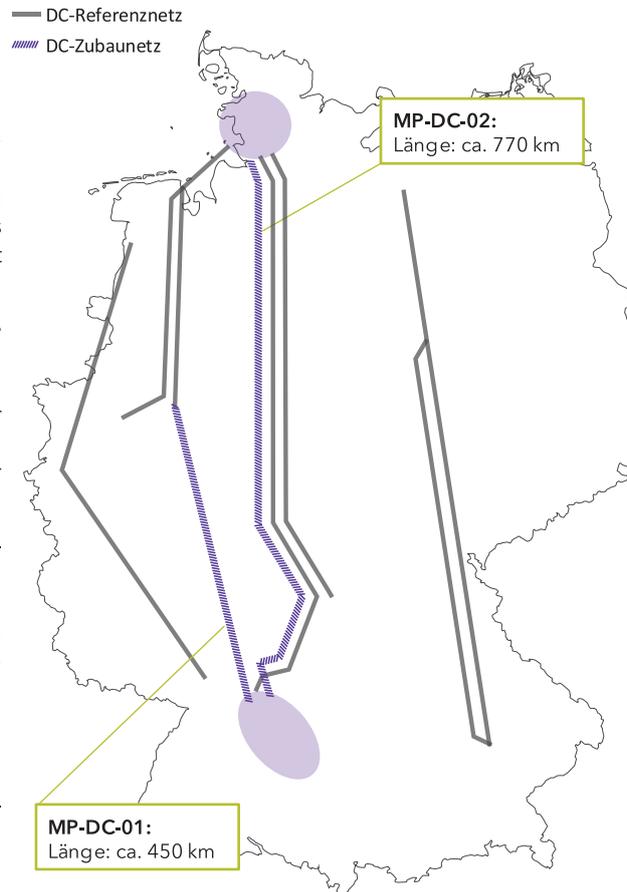
Erklärung der Maßnahmen:

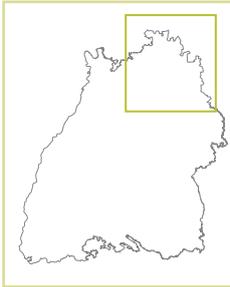
/ MP-DC-01: 2 GW HGÜ-Verbindung Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg

Diese Maßnahme umfasst eine HGÜ-Verbindung als Weiterführung des nördlichen Teils des Korridors B, der im NEP als DC21 (Heide/West über Wilhelmshaven 2 nach Uentrop) bestätigt wurde. In Uentrop wird eine Multi-Terminal Lösung favorisiert. Am baden-württembergischen Endpunkt ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten und ans Drehstromnetz anzuschließen. Dadurch erhöht sich die Übertragungskapazität von Nord- nach Süddeutschland um bis zu 2 GW.

/ MP-DC-02: 2 GW HGÜ-Verbindung Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg

Diese Maßnahme umfasst eine HGÜ-Verbindung von Nord- nach Süddeutschland, die in der Mitte von Deutschland verläuft und bis zu 2 GW übertragen kann. An den Start- und Endpunkten sind DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten und am Drehstromnetz anzuschließen.



MP1: VERSTÄRKUNG DER TRANSPORTACHSE TENNET - TRANSNETBW**Beschreibung der Netzregion:**

Im Nordosten Baden-Württembergs befindet sich eine der wichtigsten Transit- und Transportachsen zur Versorgung des Ballungs- und Industriezentrums rund um Stuttgart. Aufgrund höherer Nord-Süd-Leistungsflüsse über die Achse Grafenrheinfeld nach Großgartach (Leingarten) werden im Jahr 2050 trotz Umsetzung der bereits geplanten und bestätigten Maßnahmen (P48) weitere Überlastungen auf diesen Stromkreisen erwartet.

Erklärung der Maßnahmen:*/ MP1-01: Punkt Rittershausen - Stalldorf - Kupferzell*

Die Erhöhung der Übertragungskapazität in diesem Netzabschnitt wird durch HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen dem Punkt Rittershausen, Stalldorf und Kupferzell realisiert. Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 4.000 A je Stromkreis. Die Umsetzung der Maßnahmen erfordert die Verstärkung der Schaltanlage Kupferzell.

/ MP1-02: Grafenrheinfeld - Höpfingen

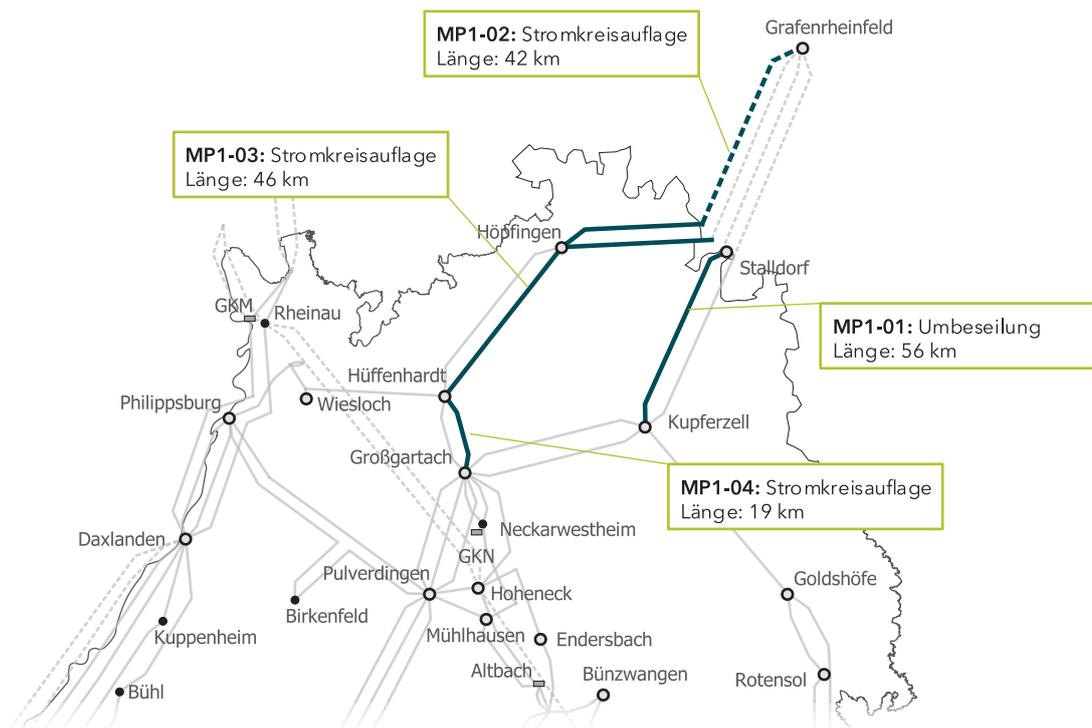
Von Grafenrheinfeld über den Pkt. Rittershausen nach Höpfingen wird eine Stromkreisauflage erforderlich, um einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis zu realisieren. Die betroffene 380-kV-Schaltanlage Höpfingen ist zu verstärken.

/ MP1-03: Höpfingen - Hüffenhardt

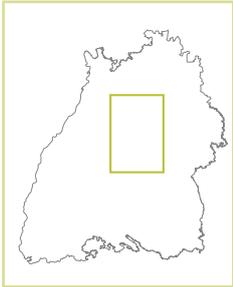
Die Maßnahme ist die Auflage eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises mit HTL-Leiterseil von Höpfingen nach Hüffenhardt auf den freien Gestängeplatz. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Höpfingen und Hüffenhardt sind erforderlich.

/ MP1-04: Großgartach - Hüffenhardt

Zwischen Großgartach und Hüffenhardt ist eine Auflage eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises erforderlich. Die 380-kV-Schaltanlagen Großgartach und Hüffenhardt sind zu verstärken.



MP2: MITTLERER NECKARRAUM



Beschreibung der Netzregion:

Die Region Mittlerer Neckarraum ist durch eine sehr hohe Energienachfrage geprägt. Die Stromkreise in diesem Bereich dienen vor allem zur Versorgung des Großraums Stuttgart und zum Transit der elektrischen Energie von Nordosten Richtung Süden. Die bestehenden Stromkreise von Großgartach (Leingarten) nach Süden und weiter in den mittleren Neckarraum besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität, womit sie eine unzulässige Auslastung aufweisen.

Erklärung der Maßnahmen:

/ *MP2-01: Großgartach – Pulverdingen*

Durch die 380-kV-Netzverstärkung von bestehenden 220-kV- und 380-kV-Leitungsanlagen von Großgartach über Neckarwestheim nach Pulverdingen wird ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis realisiert. Die 380-kV-Schaltanlagen Großgartach und Pulverdingen sind zu verstärken.

/ *MP2-02: Großgartach – Endersbach*

Im Rahmen der Maßnahme ist die Auflösung des vorhandenen Dreibeins Endersbach – Großgartach – Mühlhausen zur Realisierung von zwei unabhängigen 380-kV-Stromkreisen Endersbach – Großgartach und Großgartach Mühlhausen vorgesehen. Hierfür ist eine Netzverstärkung durch Neubau in bestehender Trasse und Zubeseilung notwendig. Darüber hinaus wird der Stromkreis Großgartach – Endersbach in die 380-kV-Schaltanlage Hoheneck eingeführt, um die Auslastung der Stromkreise von Hoheneck Richtung Dellmensingen zu verringern.

/ *MP2-SA: Netzverstärkung Schaltanlagen im Raum Altbach*

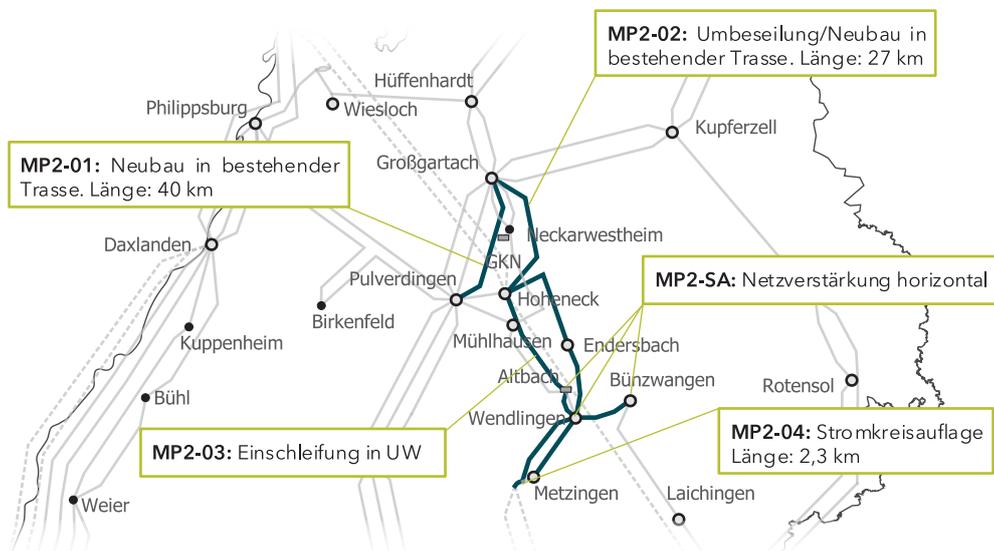
Durch die Verstärkung und teilweise Erweiterung der bestehenden Infrastruktur in den Umspannwerken Altbach, Wendlingen und Bünzwangen kann die Übertragungskapazität auf den bestehenden Stromkreisen Altbach-Wendlingen, Bünzwangen-Wendlingen und Metzingen-Wendlingen voll ausgenutzt werden.

/ *MP2-03: Hoheneck – Altbach – Wendlingen – Metzingen*

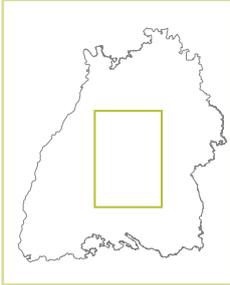
Der Stromkreis Hoheneck – Herberlingen – Metzingen wird in die Schaltanlagen Altbach und Wendlingen eingeführt, um die sichere Aufnahme der eingespeisten Leistung der neuen HGÜ-Verbindung in den Mittleren Neckarraum zu ermöglichen.

/ *MP2-04: Pkt. Reicheneck – Pkt. Rommelsbach*

Zwischen dem Punkt Reicheneck und dem Punkt Rommelsbach erfolgt die Zubeseilung eines zweiten 380-kV-Stromkreises.



MP3: SCHWÄBISCHE ALB



Beschreibung der Netzregion:

Die bestehenden Leitungen im Bereich Schwäbische Alb bilden eine wichtige Nord-Süd-Achse für den Transport von elektrischer Energie Richtung Süden in die Schweiz. Beim Ausfall eines Stromkreises zwischen Pulverdingen, Oberjettingen und Engstlatt wird der jeweils parallele Stromkreis im (n-1)-Fall überlastet.

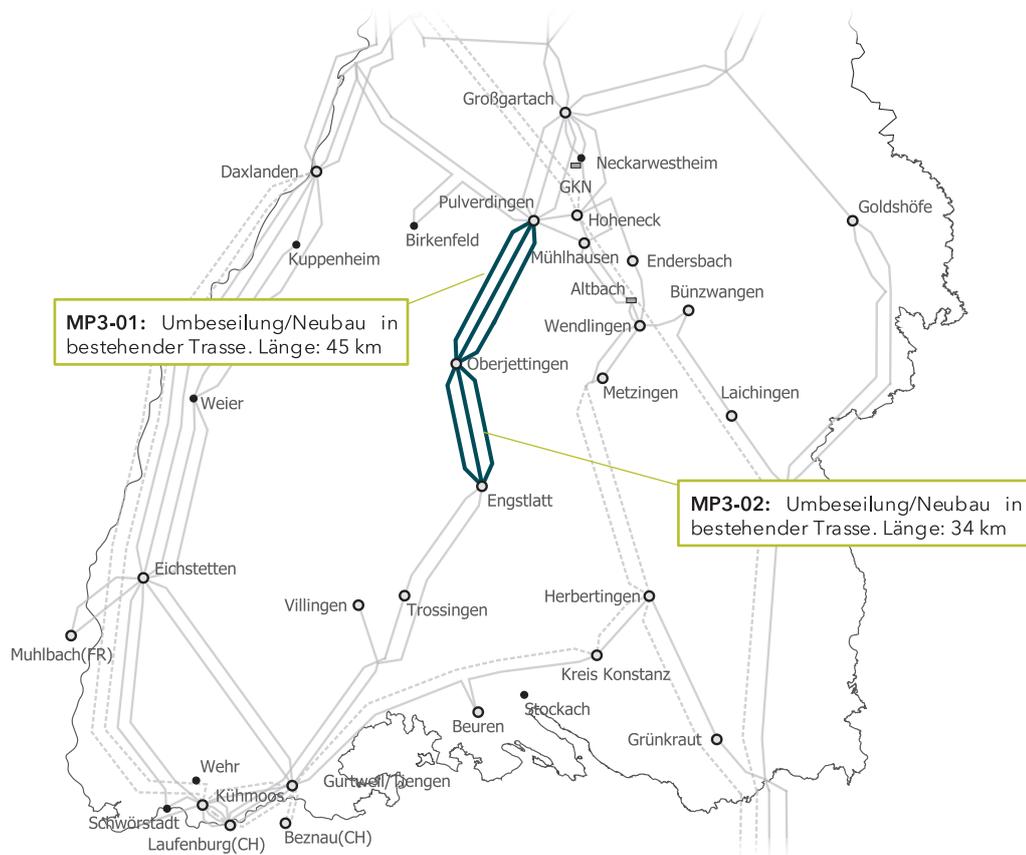
Erklärung der Maßnahmen:

/ MP3-01: Pulverdingen – Oberjettingen

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität in diesem Netzabschnitt ist ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erforderlich, so dass zwischen Pulverdingen und Oberjettingen drei Stromkreise mit einer Stromtragfähigkeit bis zu 4.000 A realisiert werden können.

/ MP3-02: Oberjettingen – Engstlatt

Um einen zusätzlichen Stromkreis zwischen Oberjettingen und Engstlatt zu realisieren, muss nach heutigem Kenntnisstand der Großteil der bestehenden Infrastruktur umgebaut werden. Hierfür ist eine Netzverstärkung durch Neubau in bestehender Trasse und Zubeseilung notwendig, so dass zwischen Oberjettingen und Engstlatt drei Stromkreise mit einer Stromtragfähigkeit bis zu 4.000 A realisiert werden können.



MP4: RAUM ULM



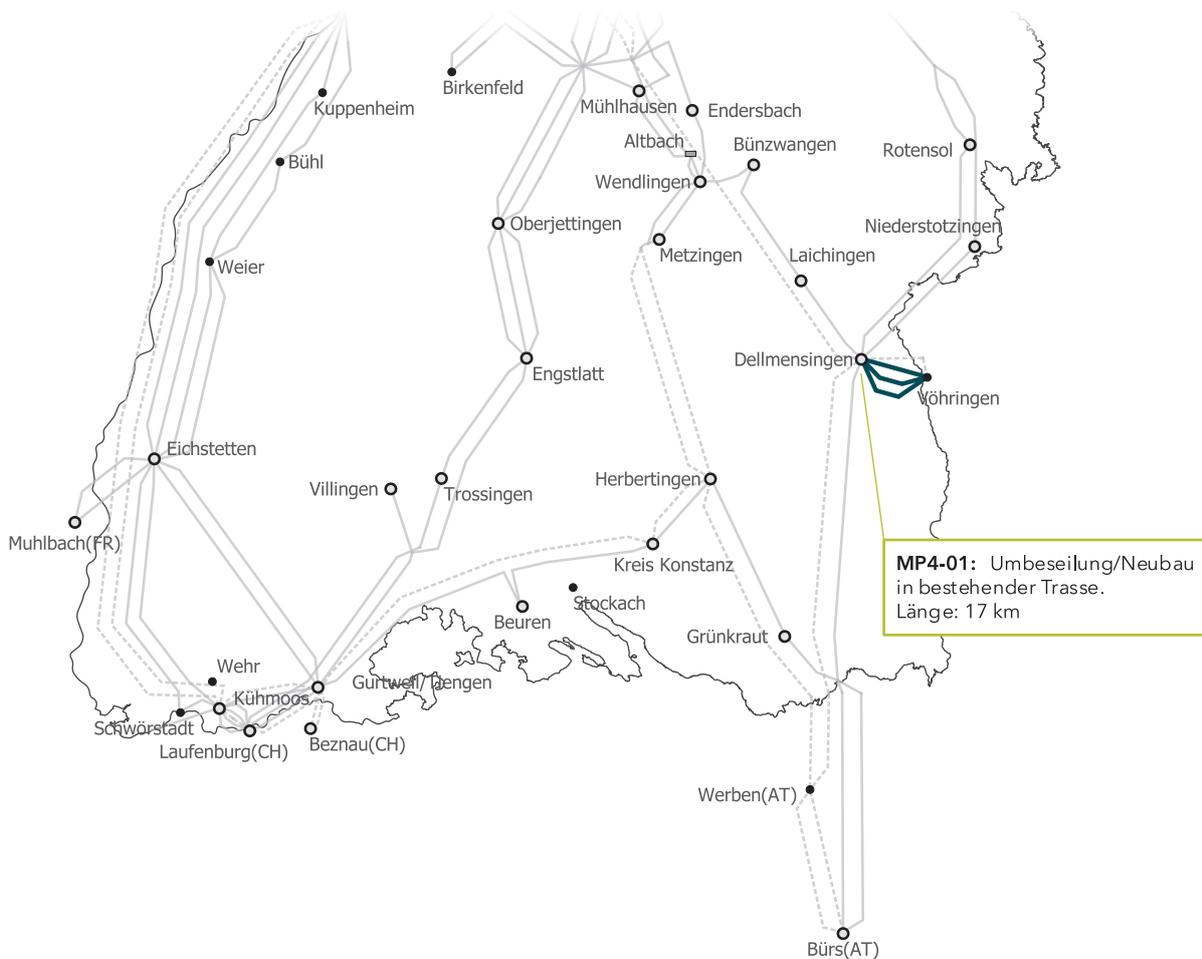
Beschreibung der Netzregion:

Die Stromkreise Dellmensingen - Vöhringen verbinden den Raum Ulm mit dem Westen- und Südwesten von Deutschland. Sie dienen der Versorgung in Zeiten geringer Einspeisung aus PV-Anlagen und ermöglichen den Stromtransport Richtung Österreich. Mit Zuschalten einer zusätzlichen 2 GW-HGÜ-Verbindung mit Anschlusspunkt in der Region steigt die Bedeutung der Übertragungsaufgabe des Netzes im Raum Ulm.

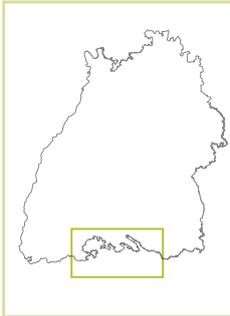
Erklärung der Maßnahmen:

/ MP4-01: Dellmensingen - Vöhringen

Um langfristig einen sicheren Abtransport der Leistung der HGÜ-Verbindung zu beherrschen, wird ein zusätzlicher Stromkreis zwischen Dellmensingen und Vöhringen benötigt, was durch den Neubau in bestehender Trasse realisiert wird. Die Umsetzung der Maßnahme erfordert auch Netzverstärkungen in den betroffenen Schaltanlagen.



MP5: HOCHRHEIN

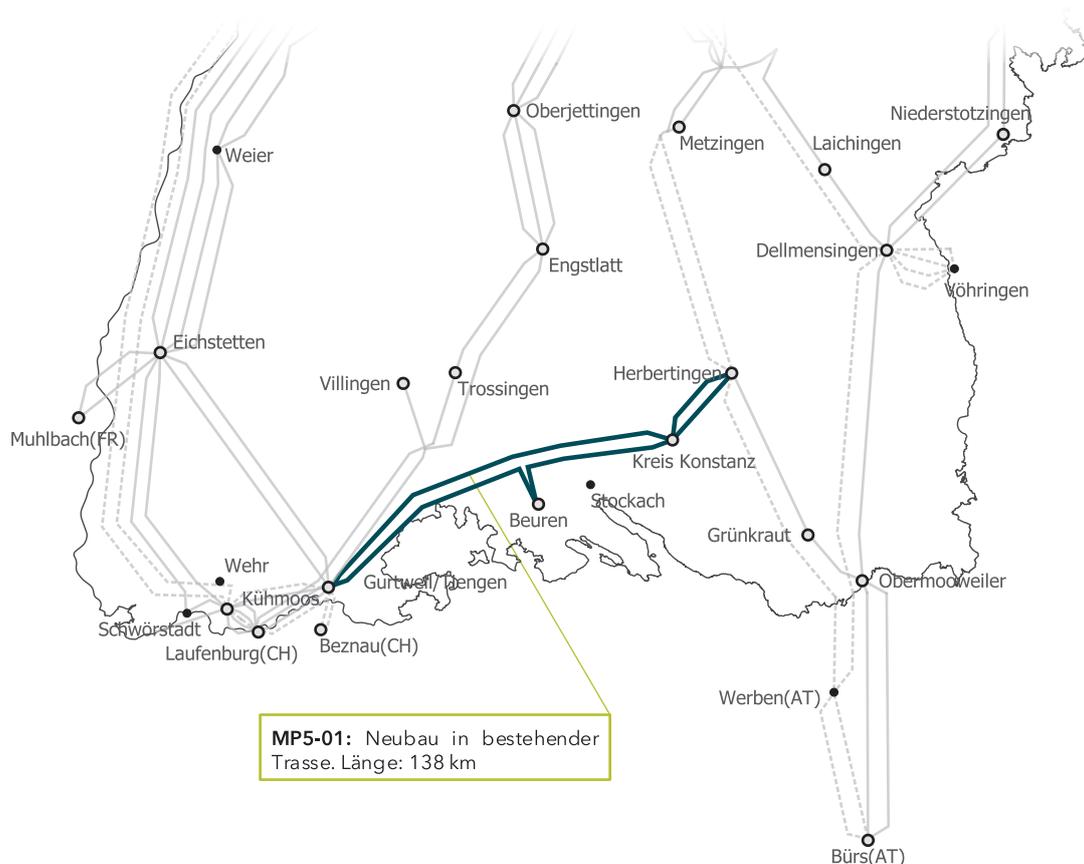
**Beschreibung der Netzregion:**

Die betroffene 220-kV-Netzstruktur Gurtweil-Beuren-Stockach dient der Versorgung der Landkreise Konstanz, Bodenseekreis und Sigmaringen. Parallel zu den 220-kV-Stromkreisen der TransnetBW verläuft die Leitungsanlage des Übertragungsnetzbetreibers Amprion mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis. Diese übernehmen wichtige Übertragungsaufgaben zur Einbindung des süddeutschen Raums und der Schweiz in das europäische Verbundsystem. Die im Jahr 2050 zu erwartenden Transitflüsse in die Schweiz führen zu deutlichen Überlastungen dieser Stromkreise.

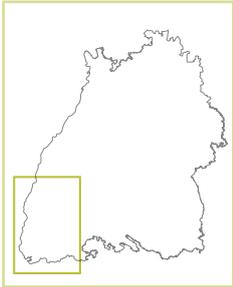
Erklärung der Maßnahmen:

/ MP5-01: Herbertingen - Kreis Konstanz - Beuren - Gurtweil/Tiengen

Im Rahmen dieser Maßnahme wird eine neue Leitungsanlage mit zwei 380-kV-Stromkreisen in bestehender Trasse zwischen Herbertingen und einem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Gurtweil/Tiengen realisiert. Die beiden neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke in Beuren und im Kreis Konstanz werden an den neuen Stromkreis angeschlossen, um bestehende 220/110-kV-Umspannwerke in Stockach und Beuren zu ersetzen.



MP6: OBERRHEIN



Beschreibung der Netzregion:

Die Stromkreise in diesem Bereich verbinden die Netze von Deutschland, Frankreich und der Schweiz und bilden damit eine wichtige Transitachse, um die Energie vom Norden Richtung Schweiz und Italien abzutransportieren. Die zu erwartenden hohen Nord-Süd-Leistungsflüsse verursachen in kritischen Situationen Überlastungen von bestehenden Stromkreisen zwischen Eichstetten, Schwörstadt und Kühmoos.

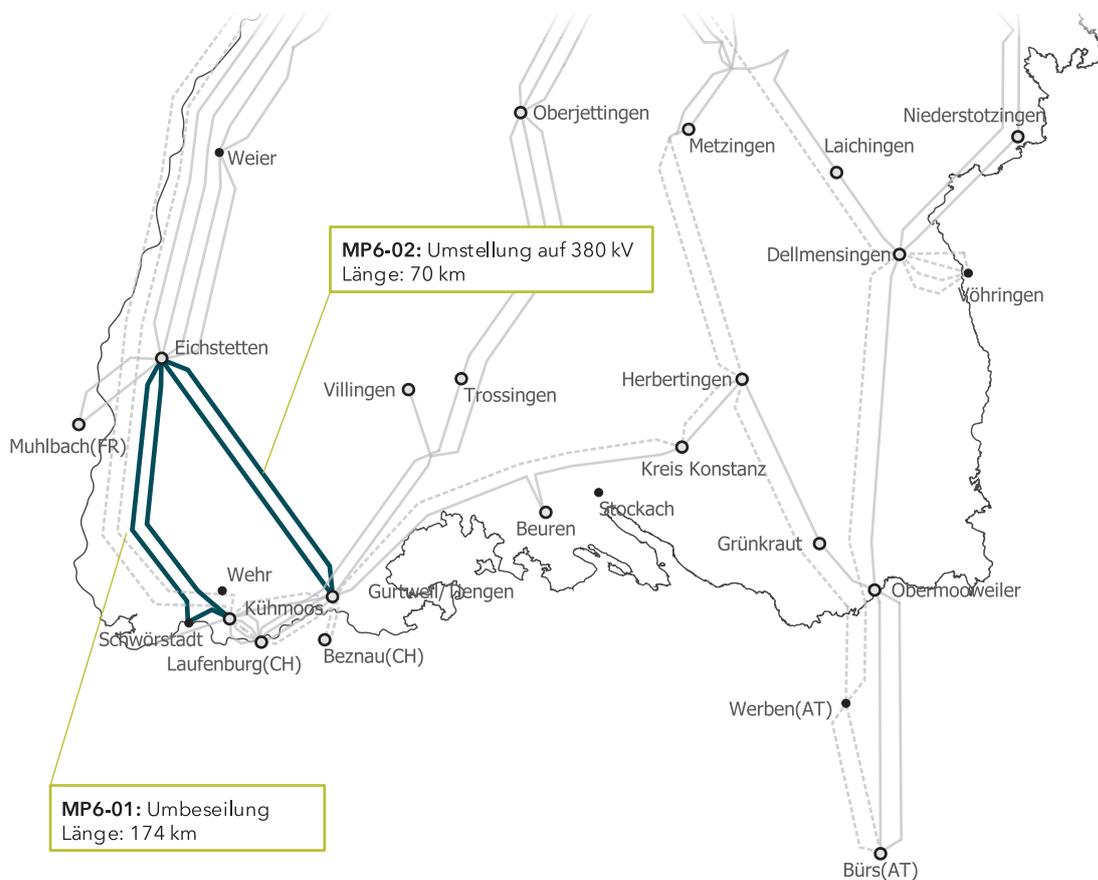
Erklärung der Maßnahmen:

/ MP6-01: Eichstetten – Kühmoos, Eichstetten – Schwörstadt; Schwörstadt – Kühmoos

Diese Maßnahme umfasst die Umstellung des bestehenden 220-kV-Umspannwerkes Schwörstadt auf 380 kV und Umbeseilung der bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Eichstetten – Kühmoos, Eichstetten – Schwörstadt und Schwörstadt – Kühmoos mit HTLS-Seilen. Netzverstärkungen in den Schaltanlagen Eichstetten und Kühmoos sind dazu erforderlich.

/ MP6-02: Eichstetten – Gurtweil

Spannungsumstellung der bestehenden 220-kV-Stromkreise auf dem Abschnitt Eichstetten – Gurtweil auf 380-kV-Betrieb. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht.



8.0

LITERATUR- VERZEICHNIS

Agora.

(2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Von https://www.agora-energielende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf abgerufen

Agora.

(2020). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Berlin. Von https://www.agora-energielende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf abgerufen

Baunetz Wissen.

(2020). Glossar Wärmepumpe. Von <https://www.baunetzwissen.de/glossar/w/waermepumpe-46849> abgerufen

BDEW.

(2019). Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan. Berlin. Von https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190426_Gas-kann-gruen-Potentiale-Biogas.pdf abgerufen

BMU.

(2015). Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit(2. Endbericht). Berlin.

BMU.

(2016). Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf abgerufen

BMWi.

(2014). Energiereferenzprognose - Entwicklung der Energiemärkte. Basel, Köln, Osnabrück.

BMWi.

(2015a). Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Ein gutes Stück Arbeit - Die Energie der Zukunft. Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=26 abgerufen

BMWi.

(2015b). Energieeffizienzstrategie Gebäude. Erstellt im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienzstrategie Gebäude. Berlin.

BMWi.

(2018). Energieeffizienz in Zahlen. Berlin. Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5 abgerufen

BMWi.

(2019a). Energiedaten: Gesamtausgabe. Datensammlung (Oktober 2019). Berlin. Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=117 abgerufen

BMWi.

(2019b). Erneuerbare Energie in Zahlen. 2018. Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG, 60386 Frankfurt. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen

BMWi, BMU, Bundesregierung.

(2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=5 abgerufen

BNetzA.

(2017). Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen

BNetzA.

(2019a). Kraftwerksliste. Bonn. Abgerufen am 31. Januar 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2019_2.xlsx

BNetzA.

(2019b). Bundesnetzagentur - Bedarfsermittlung 2019-2030 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf abgerufen

BNetzA.

(2020). Monitoringbericht 2019. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5 abgerufen

Brown, T., Hörsch, J., & Schlachtberger, D.

(2018). PyPSA: Python for Power System Analysis. Journal of Open Research Software, 6(1). doi:10.5334/jors.188

Brown, T., Hörsch, J., & Schlachtberger, D.

(2018). Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. Energy, 160, S. 720-739. Von <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421831288X> abgerufen

Dena.

(2013). Transparente Preisinformation für einen Kraftstoffmarkt im Wandel. Berlin. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9063_MOB_Positionspapier_Transparente_Preisinformation_fuer_einen_Kraftstoffmarkt_im_Wandel..pdf abgerufen

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.

(2018a). Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019). Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%c3%9cNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf abgerufen

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.

(2018b). Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes. Von https://www.transnetbw.de/files/pdf/netzentwicklung/netzplanungsgrundsaeetze/%C3%9cNB-Planungsgrunds%C3%A4tze_Juli_2018.pdf abgerufen

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.

(2019a). Abschlussbericht Systemanalysen 2019. 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyse_UeNB_2019.pdf?jsessionid=2403D3C3F3CD5B74A5218D0CC08C7ABA?__blob=publicationFile&v=5 abgerufen

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.

(2019b). Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017–2021. Von Netztransparenz: www.netztransparenz.de abgerufen

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.

(2019c). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf abgerufen

Dipl.-Ing. Zebisch, M.

(1959). Netzverluste. Berlin: VEB Verlag Technik.

DVGW.

(2014). Abschlussbericht – Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Von <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b-90f8a5fbfbc8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf> abgerufen

EEG.

(2000). Bundesgesetzblatt. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes. Bonn. Von http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl100s0305.pdf abgerufen

EEG.

(2016). Bundesgesetzblatt. Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Bonn. Von http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl116s2258.pdf abgerufen

Energiebilanzen AG.

(2019). Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern, 1990–2019. (Stand: Dezember 2019). Von https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb-strerz2019_18122019.pdf abgerufen

ENTSO-E.

(2019a). Mid-term Adequacy Forecast 2018, Appendix 1. 2018. Von https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2018_Methodology_and_Detailed_Results.pdf abgerufen

ENTSO-E.

(2019b). Statistical Factsheet 2018. (Provisional values as of 5 June 2019). Von https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf abgerufen

FFE e. V.

(2017). FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67. Jg. (2017) Heft 1/2. Von <https://www.ffe.de/attachments/article/686/ET%20Beitrag%20FREM.pdf> abgerufen

Geothermiezentrum Bochum.

(2010). Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes. Bestandsaufnahme und Trends. Hochschule Bochum - Bochum University of Applied Sciences. Von http://www.geothermiezentrum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/Projekte/WP-Studie/Abschlussbericht_WP-Marktstudie_Mar2010.pdf abgerufen

GIE.

(2020). Gas Infrastructure Europe. Aggregated Gas Storage Inventory, Transparency Website - Gas storage data. Abgerufen am 10. Jan 2020 von <https://agsi.gie.eu/#/>

ifeu et al.

(2014). 100% Wärme aus erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand. Endbericht. BMWi.

Netzentwicklungsplan.

(2020). Netzentwicklungsplan Strom - ENTSO-E. Von <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/entso-e> abgerufen

Nuclear Energy Agency.

(2016). Defining Plant-level Costs: The Full Costs of Electricity Provision. OECD. Von <https://www.oecd-neo.org/ndd/workshops/cost-electricity/presentations/docs/2a-rothwell.pdf> abgerufen

RP Energie Lexikon.

(2020). RP Energie Lexikon - Residuallast. Von <https://www.energie-lexikon.info/residuallast.html> abgerufen

Schaefer, H.

(2013). VDI-Lexikon Energietechnik. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelvitsh, R., & Hirschhausen, C.

(2013). Current and Prospective Costs. (Corrected Version). DIW, Berlin. Von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf abgerufen

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg.

(2019a). Energiebericht kompakt 2019. Stuttgart. Von <https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Querschnittsver!F6ffentlichungen/806119002.pdf> abgerufen

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg.

(2019b). Elektrizitäts- und Wärmeversorgung in Baden-Württemberg im 2. Vierteljahr 2019. Statistische Berichte Baden-Württemberg(Artikel-Nr. 3542 19002). Von https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Statistische_Berichte/352419002.pdf abgerufen

Stromeinspeisungsgesetz.

(1990). Bundesgesetzblatt. Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz), Teil I, Z 5702 A, Nr. 67. Ausgegeben zu Bonn am 14. Dezember 1990. Bonn. Von http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl190s2633b.pdf abgerufen

Umweltbundesamt.

(2013). Konzept zur zukünftigen Beurteilung der Effizienz von Kraftfahrzeugen. ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung GmbH. Dessau-Roßlau. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_95_2013_konzept_zur_zukuenftigen_beurteilung_der_effizienz_von_kraftfahrzeugen.pdf abgerufen

Umweltbundesamt.

(2019a). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2018. Von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger> abgerufen

Umweltbundesamt.

(2019b). Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018. Dessau-Roßlau. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eeinzahlen_2019_bf.pdf abgerufen

Umweltbundesamt.

(2020). Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk> abgerufen

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

transnetbw.de

Geschäftsführung:

Dr. Werner Götz (Vorsitz)
Michael Jesberger
Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:

Registergericht Stuttgart
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

Verantwortlich:

Christian Schorn

Autoren:

Jonas Lotze
Michael Salzinger
Boris Gaillardon
Markus Mogel
Kostiantyn Troitskyi

Gestaltung:

ressourcenmangel Stuttgart GmbH