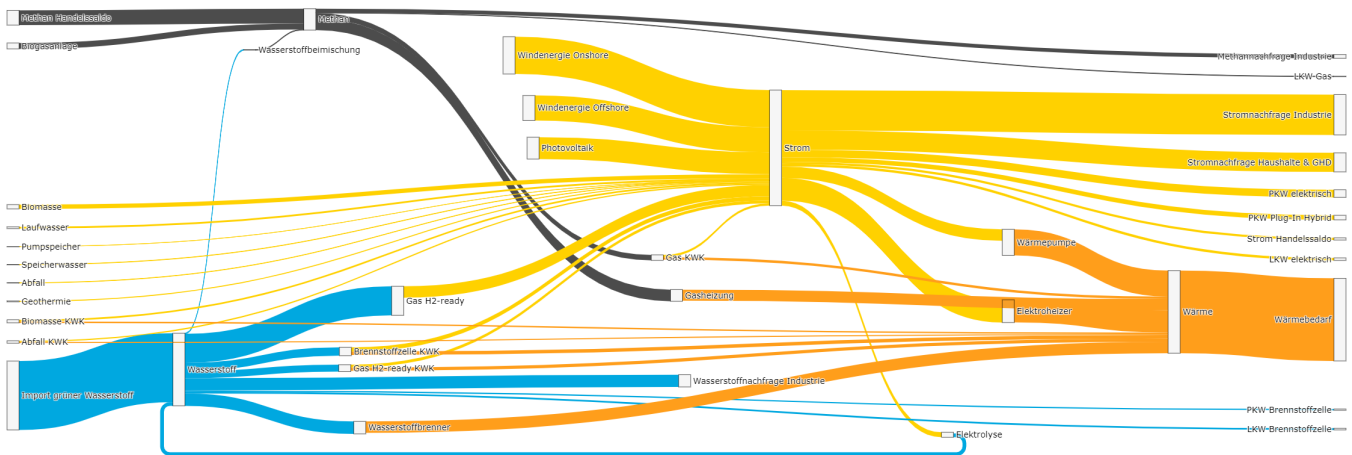




Die Zukunft der Energie in Deutschland und Europa

Prof. Dr. Jochen Kreusel & Dr. Alexandre Oudalov

Hitachi ABB Power Grids



Ein Migrationspfad zu einem System mit mehr erneuerbaren Energien, mehr Elektrifizierung und mehr Vernetzung.

Motivation

Die Treibhausgasemissionen müssen reduziert und der Klimawandel muss aufgehalten werden. Darüber besteht ein weltweiter Konsens. Deutschland hat sich jüngst ambitioniertere Zielvorgaben gesetzt und verpflichtet sich nun, seine Emissionen nicht erst bis 2050, sondern bereits bis 2045 auf null zu senken. Dies erfordert eine konsequente und grundlegende Umstrukturierung des Energiesystems. Langfristige Szenarien sind eine wichtige Ergänzung zu den üblicherweise eher schrittweise durchgeführten Maßnahmen, da sie Orientierung und Anhaltspunkte für die erforderlichen Grundsatzentscheidungen liefern. Als führender Anbieter von Technologien für Stromnetze analysiert Hitachi ABB Power Grids die langfristigen Perspektiven für Energiebedarf und Energieversorgung in einer klimaneutralen Welt. Diese Untersuchungen lassen im Wesentlichen dreierlei Schlussfolgerungen zu:

- Elektrizität aus erneuerbaren Quellen avanciert zum wichtigsten Lieferanten für das gesamte Energiesystem. Größere Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien sind daher entsprechend einzuplanen.
- In den Bereichen Transport, Bauwirtschaft und Industrie sollte nach Möglichkeit eine direkte Elektrifizierung vorgenommen werden. Für die übrigen Anwendungsfelder werden ergänzende nachhaltige Energieträger benötigt.
- Internationale Kooperation ist der Schlüssel für Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz.

Da bislang noch niemand ein klimaneutrales Energiesystem aufgebaut hat, ist es sehr unwahrscheinlich, dass es einer einzelnen Person oder Institution gelingt, das eine und in jeder Hinsicht passende Szenario zu entwerfen. Zusammenarbeit, Meinungs- und Erfahrungsaustausch sowie die gemeinsame Diskussion und Analyse sind demnach zentrale Erfolgsfaktoren. Die Initiative „Systemvision 2050“ von Amprion bietet eine äußerst wertvolle Plattform und fungiert für diese Ziele als systematischer Wegbereiter. Die Partner haben die Möglichkeit, ihre jeweiligen Zielbilder anhand der Modelle von Amprion zu testen. Dies führt zu vergleichbaren Ergebnissen auf der Basis sehr unterschiedlicher Annahmen der Partner und damit zu einer belastbaren Grundlage für Diskussionen und anschließende Analysen.

Unsere Kernannahmen

Unser Szenario lässt sich am besten als *„kohlenstoffneutrales Energiesystem mit Strom aus Erneuerbaren Energien als Rückgrat und einem hohen Grad an Elektrifizierung und internationaler Integration“* beschreiben.

Alle Szenario-Simulationen wurden vom Amprion-Modellierungsteam mit einer intern entwickelten Software zur Kapazitätserweiterungsplanung durchgeführt, die ein lineares Optimierungsproblem mit einer Reihe von Nebenbedingungen löst. Die Parameter des in diesem Artikel erörterten Szenarios stellen eines von vielen möglichen und vorstellbaren Zukunftsbildern dar. Sie richten sich nach makroökonomischen Trends, der in ständigem Wandel begriffenen öffentlichen Politik, der Geschwindigkeit der technologischen Innovation etc. In den folgenden Abschnitten fassen wir unsere Kernannahmen zusammen.

Massive Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs

Wir erwarten, dass der Gesamtenergieverbrauch in Zukunft zurückgeht. Gründe dafür sind der Einsatz energieeffizienterer Technologien, Änderungen im Verbraucherverhalten und der wachsende Anteil der Elektrifizierung in den Bereichen Verkehr, Industrie und Bauwirtschaft. Gleichzeitig wird sich der jährliche Stromverbrauch im Vergleich zum heutigen Stand mehr als verdoppeln, was im Wesentlichen auf den erhöhten Bedarf im elektrischen Straßenverkehr und beim Heizen zurückzuführen

Erste Kernannahme

Bis 2050 wird die Energieerzeugung einen dramatischen Wandel mit deutlichen Verlagerungen erleben. Die gesamte Kapazität zur Energieerzeugung wird sich im Vergleich zu 2020 mehr als verdoppeln. Bei einem Kapazitätswachstum von Windkraft und Photovoltaik um mehr als 300 GW werden die Quellen fluktuierender erneuerbarer Energien (VRE) mit einer installierten Erzeugungskapazität von 85 % bis 2050 unangefochtene Spitzenreiter sein.

ren ist, wohingegen sich der übliche Bedarf in den Bereichen Industrie, Gewerbe und Haushalte mit geringen Schwankungen dauerhaft auf dem jeweiligen Niveau des Jahres 2020 einpendeln dürfte.

Um das jeweilige Potenzial zu testen, stellen wir in unserem Szenario die Hypothese auf, dass ergänzend zur direkten Elektrifizierung kohlenstoffneutrale Gase zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar sind. Ihre Herstellung erfolgt im Falle von Wasserstoff mit Ökostrom und im Falle von synthetischem Methan mit abgetrenntem Kohlendioxid. Diese Gase gewinnen zunehmend an Bedeutung, einerseits als Ausgangsstoff in verschiedenen industriellen Prozessen von der herkömmlichen Ammoniakproduktion bis hin zu neuen Segmenten wie Stahl- und Zementherstellung und andererseits als potenzieller Kraftstoff für Fahrzeuge (hauptsächlich für den Schwerlastfernverkehr) sowie für Gaskessel und Brennstoffzellen. Auch der Stromerzeugungssektor wird diese Gase einsetzen, um ein ausgewogenes Verhältnis zwischen zeitlich volatilen erneuerbaren Quellen und dem Stromverbrauch herzustellen.

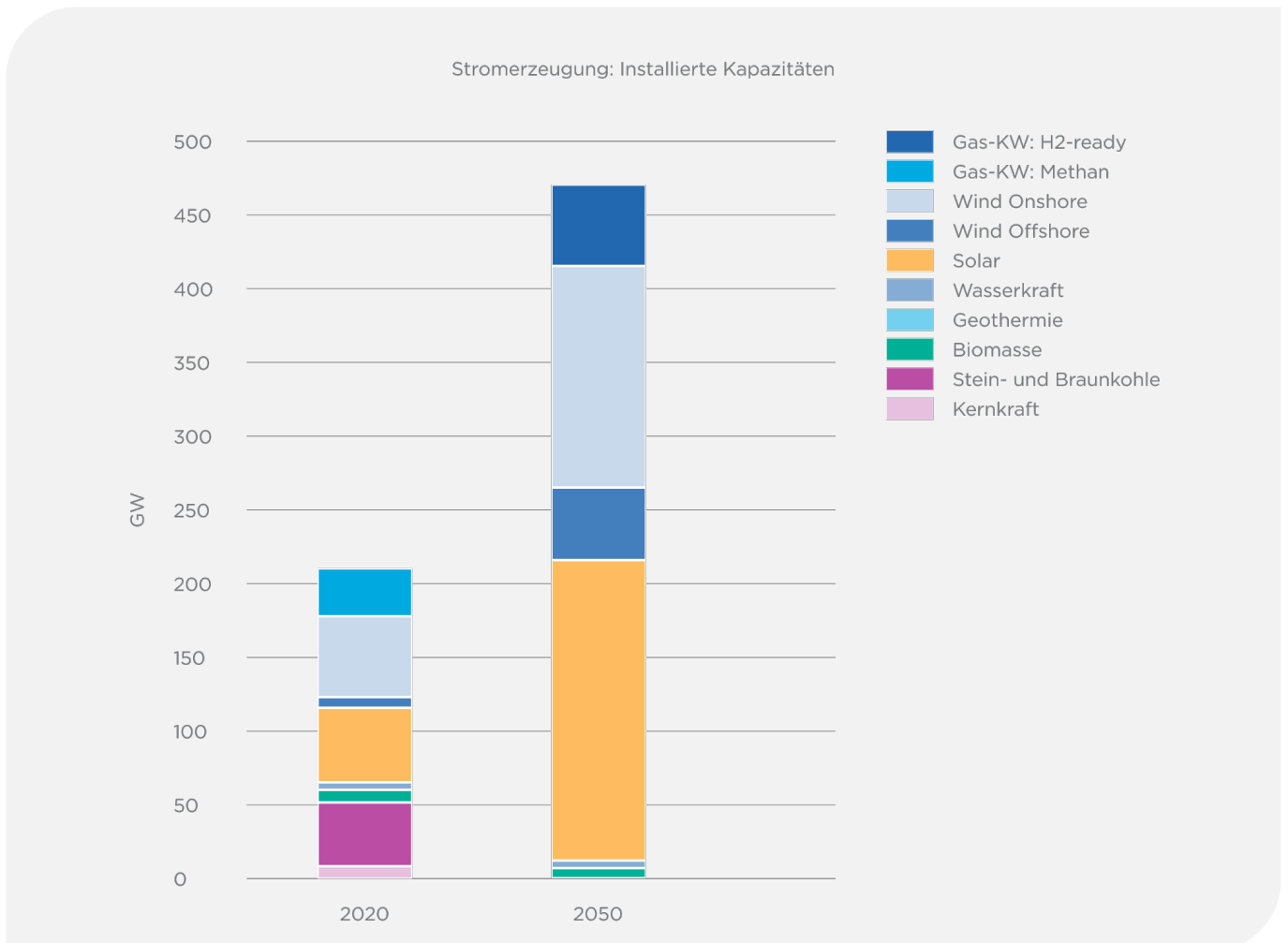
Erneuerbare Energiequellen beherrschen das Landschaftsbild

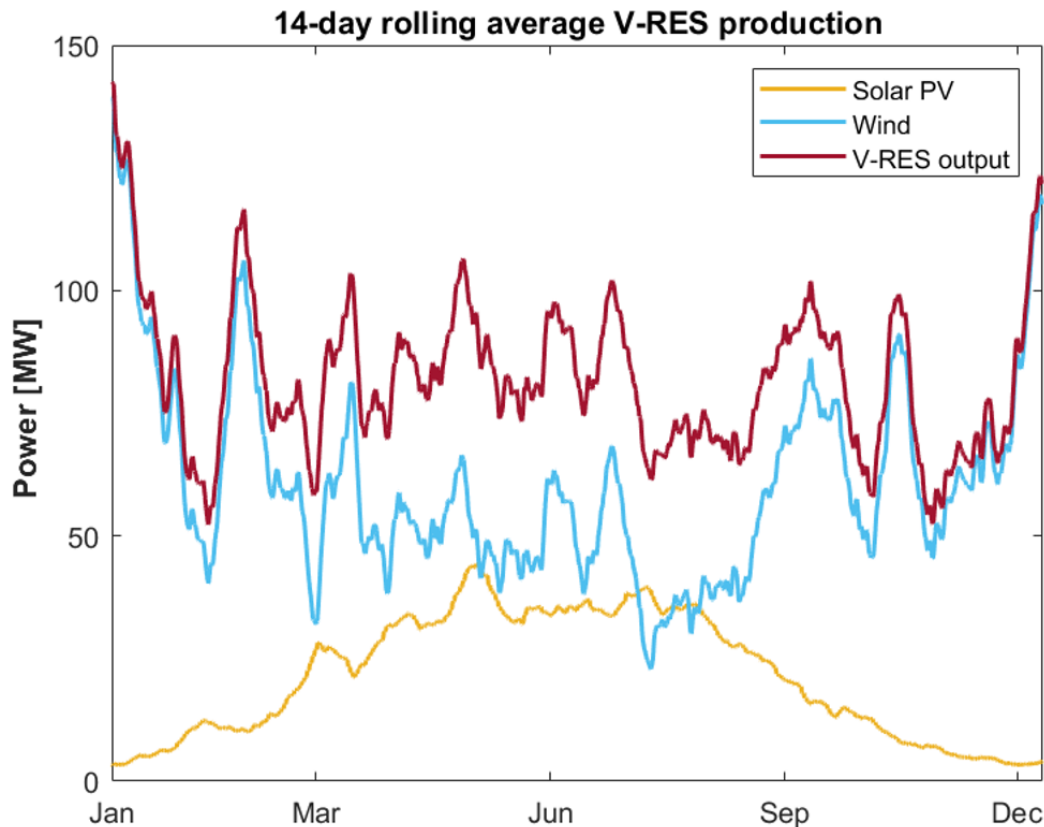
Bis 2050 wird die Energieerzeugung einen dramatischen Wandel mit deutlichen Verlagerungen erleben. Die gesamte Kapazität zur Energieerzeugung wird sich im Vergleich zu 2020 mehr als verdoppeln. Bei einem Kapazitätswachstum von Windkraft und Photovoltaik um mehr als 300 GW werden die Quellen fluktuierender erneuerbarer Energien (VRE) mit einer installierten Erzeugungskapazität von 85 % bis 2050 unangefochtene Spitzenreiter sein.

Mit Blick auf den europäischen Trend zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung und die Sicherheitsbedenken bei der Kernkraft in Deutschland gehen wir davon aus, dass Kohle- und Kernkraftwerke vollständig stillgelegt werden. Biomasse

und Wasserkraft verbleiben auf dem Niveau von 2020. In diesem konkreten Zukunftsszenario nehmen wir an, dass erdgasbefeuerte Kraftwerke auf andere Brennstoffquellen umstellen und anstelle fossiler Brennstoffe vermehrt Wasserstoff und synthetisches Methan verwenden, mit denen sie Flauten bei der Wind- und Solarstromerzeugung überbrücken.

Die potenzielle Energieerzeugung aus Wind, Sonne und Wasserkraft wird in Jahresprofilen mit stündlicher Auflösung dargestellt und mit den typischen Werten aus Windgeschwindigkeit, Son-





neneinstrahlung und Wasserzufluss ins Verhältnis gesetzt. Wind- und Sonnenenergie ergänzen sich im jahreszeitlichen Wechsel: Im Winter hat der Wind die Oberhand, im Sommer übernimmt die Photovoltaik.

Da in den Randbedingungen des für diese Studie gewählten Szenarios erwartet wird, dass grüner Wasserstoff im Jahr 2050 zur Gesamtenergiebilanz in Deutschland beiträgt, haben wir in unserem Modell den Aufbau von Kapazitäten zur grünen Wasserstoffproduktion mittels eigener Wasserelektrolyse berücksichtigt. Dadurch lässt sich die Verteilung zwischen heimischer Produktion und Import näher untersuchen.

Viele Länder rund um den Globus planen einen deutlichen Ausbau der Produktion von grünem Wasserstoff. Länder im Nahen Osten und in Nordafrika sowie Australien verfügen beispielsweise über reichlich Fläche, auf der ausreichende Solar- und Winderzeugungskapazitäten installiert werden können und deren Energie wiederum in Systeme zur großvolumigen Elektrolyse auf der Basis von entsalztem Wasser eingespeist wird. Der grüne Wasserstoff kann dann in verflüssigter Form von diesen Standorten nach Deutschland transportiert werden. Um auszuloten, welche Konsequenzen eine derartige Entwicklung maximal nach

sich zieht, basiert unser Zielbild auf einer recht radikalen Kernannahme, unter der eine unbegrenzte Menge an importiertem grünem Wasserstoff auf Abruf zu einem wettbewerbsfähigen Preis geliefert werden könnte.

Erdgas (in synthetischer Form) wird in der Energiewelt der Zukunft nur eine Nebenrolle spielen und aus Biogasproduktionsanlagen und möglicherweise auch aus Methanisierungsanlagen bezogen. In diesem Szenario gehen wir ferner von einem unbegrenzten Zugang zu importiertem kohlenstoffneutralen Methan aus.

Zweite Kernannahme

Das zukünftige deutsche Energiesystem wird stark auf die witterungsabhängige Erzeugung angewiesen sein und den Einsatz aller Flexibilitätsquellen erforderlich machen. Wir beziehen zwei Hauptklassen von Energiespeichern in unser Szenario ein. Zum einen ist dies die Lithium-Ionen-Batterietechnologie mit mehr als 25 GW installierter Leistung und einer Energiespeicherung von bis zu 10 Stunden. Dieser Kurzzeitspeicher arbeitet hauptsächlich auf tageszeitlicher Basis. Zum anderen sehen wir einen Langzeitspeicher für grünen Wasserstoff vor, der ein Speicherpotenzial von nahezu 110 TWh in unterirdischen Reservoirs wie Salzkavernen und erschöpften Gasfeldern ausweist.

Engmaschige Vernetzung des Energietransports

Zu unserem Zielbild gehören zwei Hauptsysteme für den Energietransport, die verschiedene Modellzonen in Deutschland miteinander verbinden:

- Elektrisches Hochspannungsübertragungsnetz mit Wechsel- und Gleichstrom-Technologien
- Wasserstofftransportnetz mit Hochdruck-Pipelines

Dritte Kernannahme

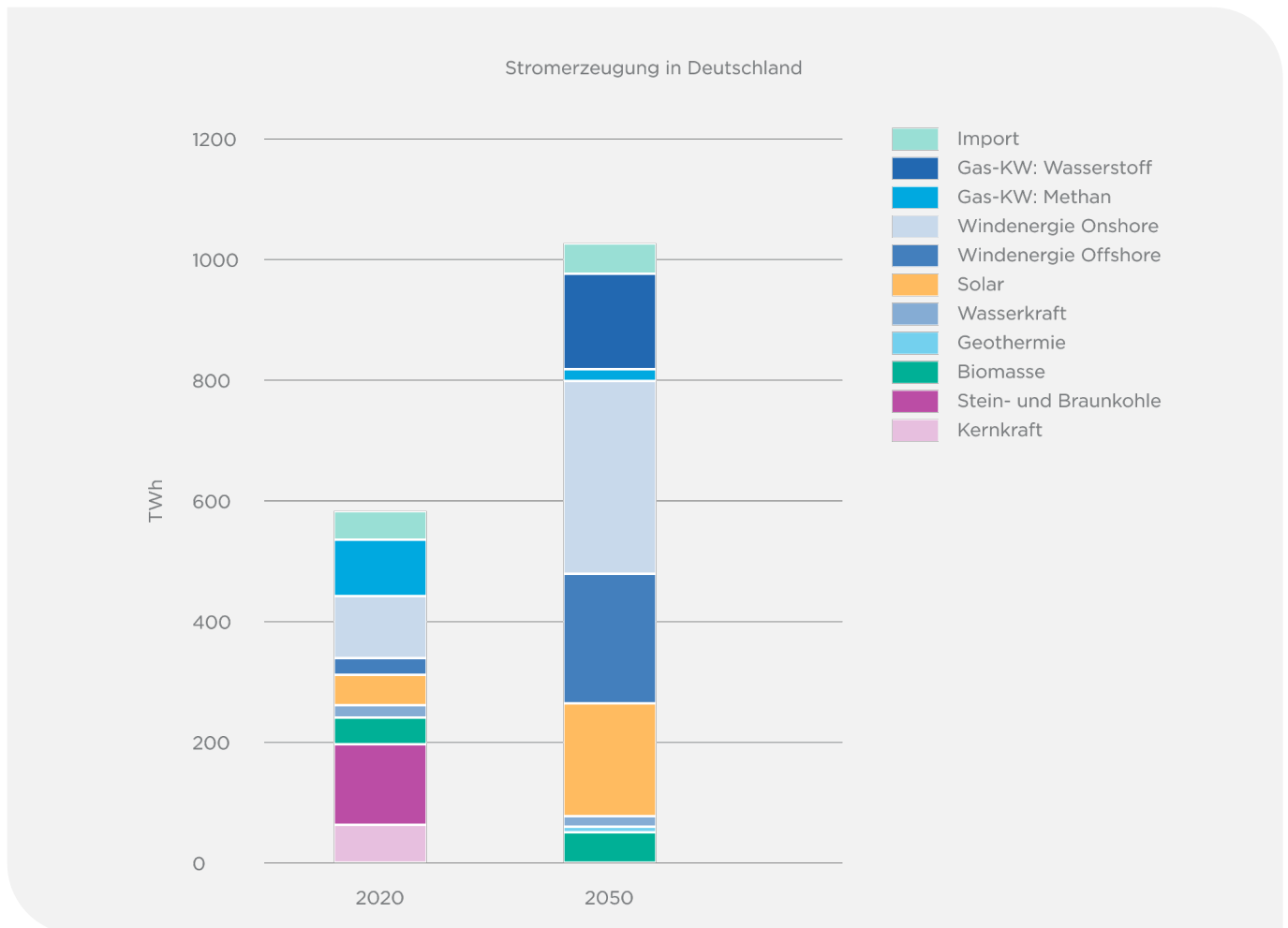
Des Weiteren gehen wir von etwa 6,5 GW flexibler Stromnachfrage sowie steuerbaren EV-Ladeprozessen (ohne V2G-Technologie) aus.

Das multizonale Modell für Deutschland ist integrierter Bestandteil des europäischen Stromnetzes. Unser Szenario beinhaltet daher Grenzkuppelstellen als Übergabepunkte zu mehreren Ländern. Die neu hinzugekommene elektrische Übertragungskapazität wird in Höhe des 1,5-Fachen der Zielvorgaben des nationalen Netzentwicklungsplanes (NEP) für das Jahr 2040 gedeckelt. Das Modell sieht keine grenzüberschreitenden Wasserstoff-Pipelines vor.

Energiespeicher und andere Flexibilitätsquellen

Das zukünftige deutsche Energiesystem, wie es in unserem Szenario abgebildet ist, wird stark auf die witterungsabhängige Erzeugung angewiesen sein und den Einsatz aller Flexibilitätsquellen erforderlich machen. Wir beziehen zwei Hauptklassen von Energiespeichern in unser Szenario ein. Zum einen ist dies die Lithium-Ionen-Batterietechnologie mit mehr als 25 GW installierter Leistung und einer Energiespeicherung von bis zu 10 Stunden. Dieser Kurzzeitspeicher arbeitet hauptsächlich auf tageszeitlicher Basis. Zum anderen sehen wir einen Langzeitspeicher für grünen Wasserstoff vor, der ein Speicherpotenzial von nahezu 110 TWh in unterirdischen Reservoirs wie Salzkavernen und erschöpften Gasfeldern ausweist.

Des Weiteren gehen wir von etwa 6,5 GW flexibler Stromnachfrage sowie steuerbaren EV-Ladeprozessen (ohne V2G-Technologie) aus.



Unsere Resultate

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse aus unserem Zielbild erörtert.

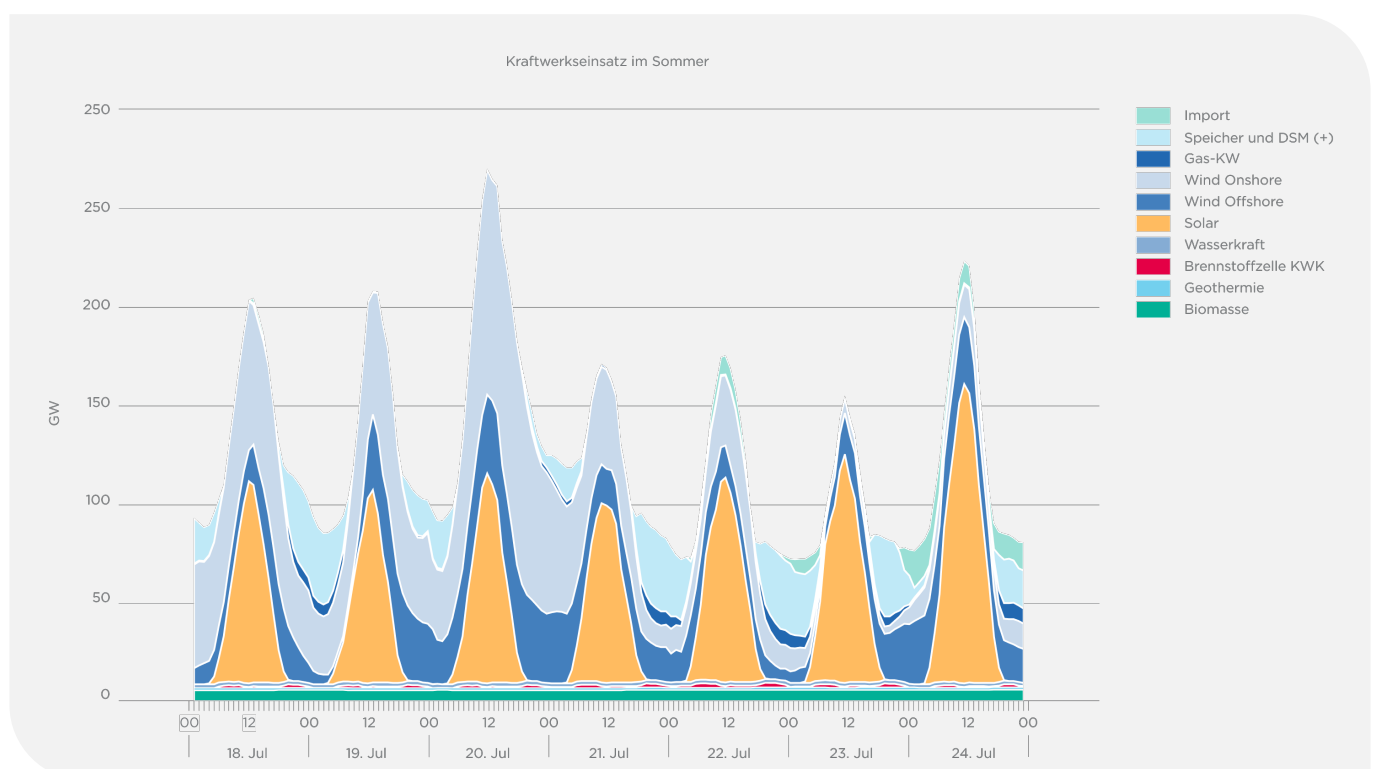
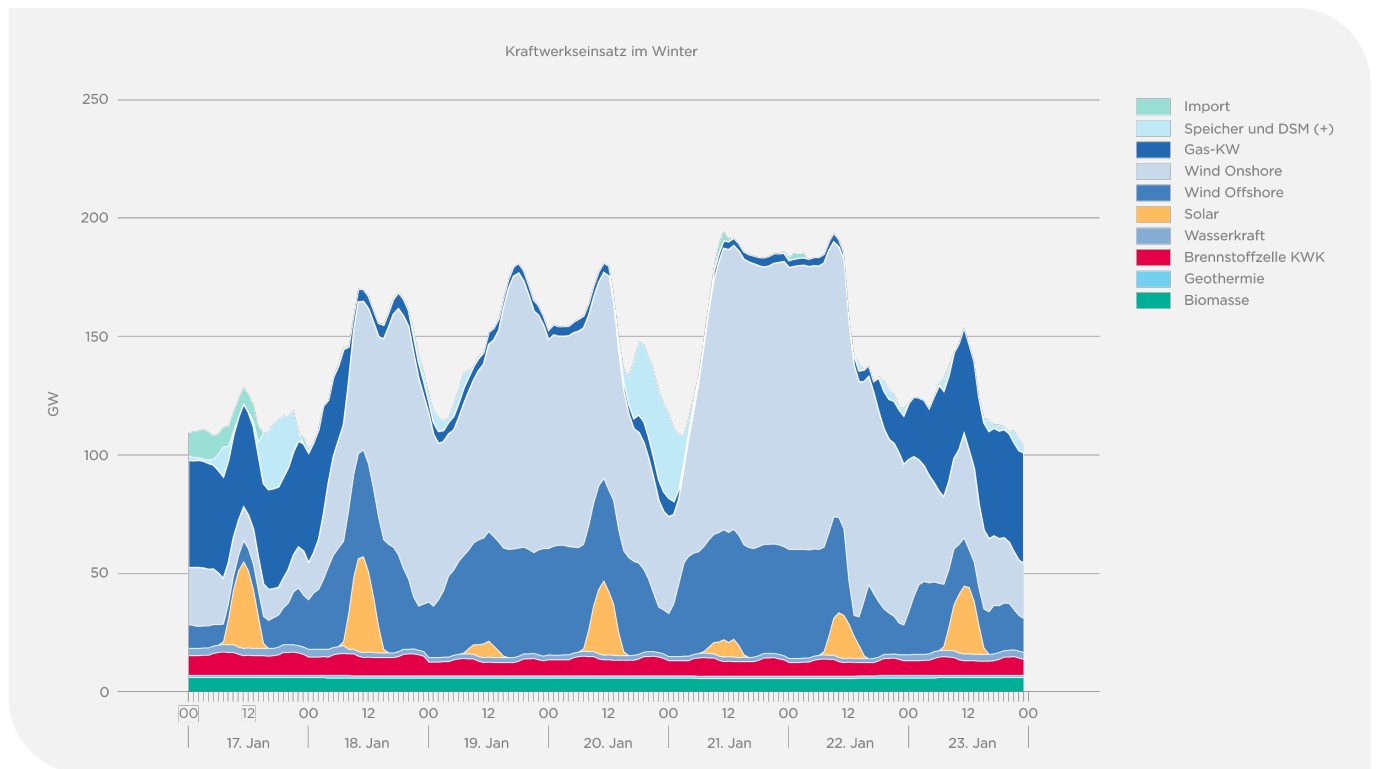
1. Eine beherrschende Rolle bei der Stromerzeugung spielen die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik, die einen Anteil von fast 75 % an der Gesamterzeugung ausmachen. Wasserstoffbasierte Gasturbinen haben einen Anteil von weiteren 15 %, wobei

sie mit einer begrenzten Anzahl von Volllaststunden (~25 %) in erster Linie eine ausgleichende Funktion übernehmen, während Biomasse und Wasserkraft den verbleibenden Anteil als Basiserzeugung mit einer hohen Anzahl von Volllaststunden (fast 100 %) abdecken.

Sowohl Wind- als auch Sonnenenergie weisen häufig eine erhebliche Fluktuation im Tages- oder Wochenverlauf auf. Die Photovoltaik zeichnet

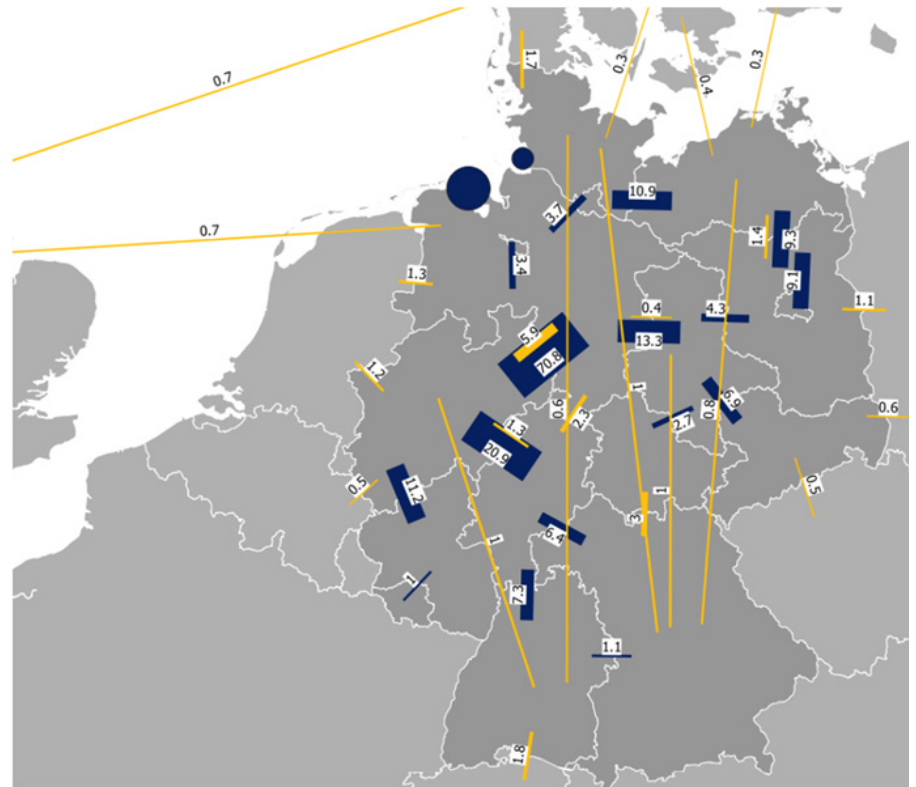
sich durch ein relativ berechenbares glockenförmiges Profil mit nur wenigen Verzerrungen aufgrund schnell wechselnder Wolkenkonstellationen aus, wohingegen die Winderzeugung ein unregelmäßigeres Profil aufweist und einer großen Bandbreite mit deutlichen Ausreißern nach oben und unten unterworfen ist.

Trotz der Kernannahme einer sehr großen installierten VRE-Kapazität ist es nicht möglich, den ge-



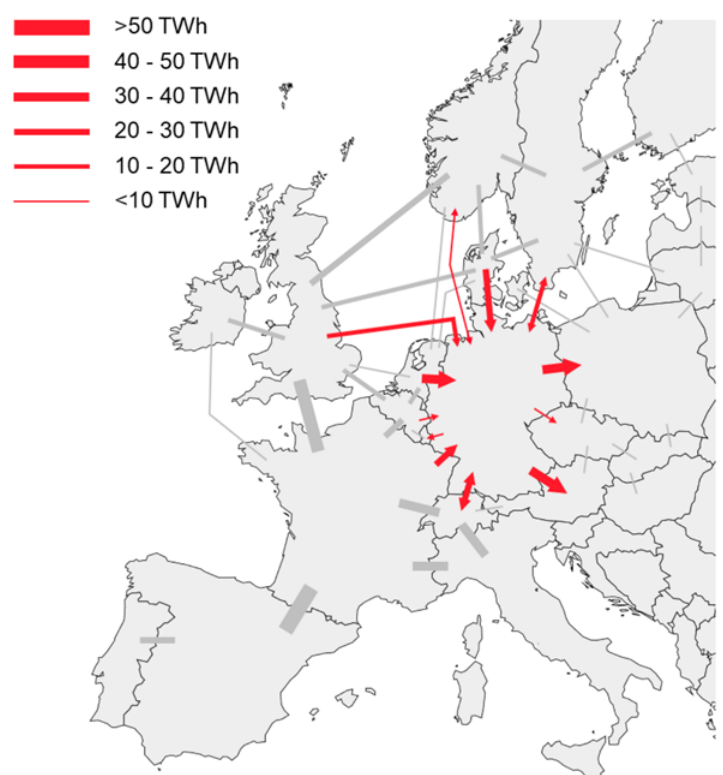
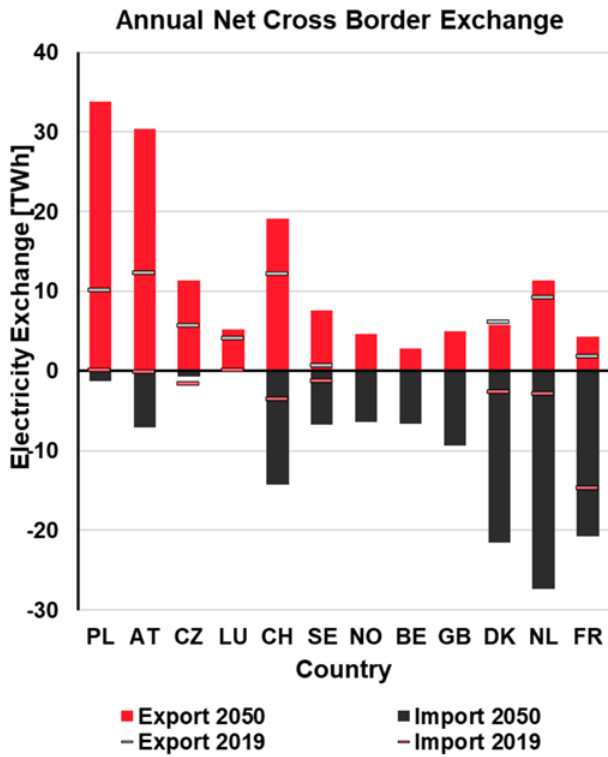
samten lokalen Energiebedarf unter Einschluss von Wasserstoff und synthetischem Methan zu decken. Die lokale Elektrolyseur-Kapazität hat eine niedrige Auslastung mit Volllaststunden von maximal 17 %, wohingegen die Kapazität für die Methanisierung einen Auslastungsfaktor von null aufweist (was bedeutet, dass sie aufgrund der Simulationsergebnisse aus dem Eingangsszenario gestrichen werden sollte). Angesichts dieser Umstände fällt in unserem Modell die Entscheidung zugunsten des Imports signifikanter Mengen an Wasserstoff und Methan. 95 % des insgesamt verbrauchten grünen Wasserstoffs werden in verflüssigter Form über Terminals an der Nordseeküste importiert, und mehr als 60 % werden in Spitzenbrennstoffzellen und Gaskraftwerken in Zeiten geringer VRE-Verfügbarkeit zurückverstromt, wobei der Wasserstoffmengenfluss im oben abgebildeten Sankey-Diagramm dargestellt wird. (Siehe Sankey auf Seite 2)

Aufgrund der zeitlichen und räumlichen Komplementarität der verschiedenen Arten von erneuerbaren Quellen und des Energieverbrauchs in Deutschland und Europa wird bei der Erhöhung der Echtzeit-Nutzung des aus Wind und Sonnenenergie erzeugten Stroms eine belastbare Energietransportinfrastruktur eine ganz maßgebliche Rolle einnehmen. Die Simulationsergebnisse zeigen einen beachtlichen Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes, der die Zielvorgaben des NEP 2040 bei Weitem überschreitet. Die grenz-



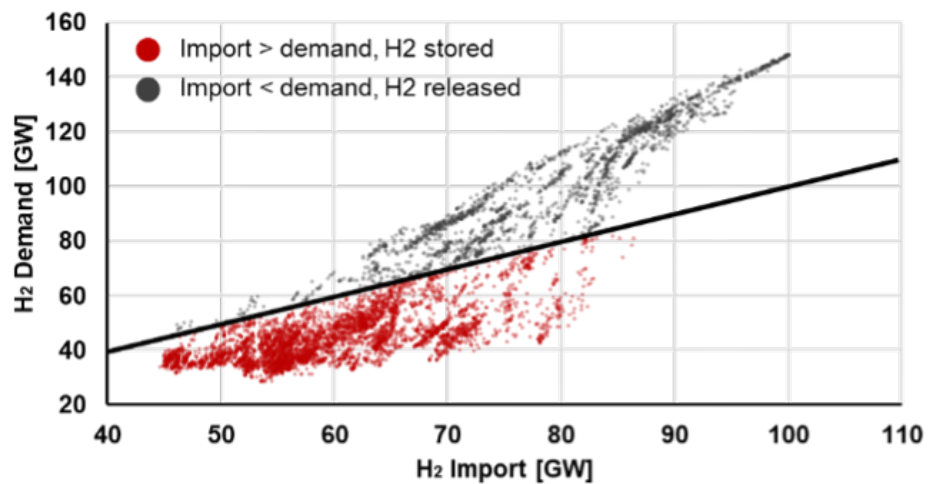
überschreitende Übertragungskapazität wird von 30 GW im Jahr 2020 auf fast 80 GW im Jahr 2050 erhöht, wovon 11 GW bereits eine Zugabe zu den Zielen des NEP 2040 darstellen (~25 % Steigerung). Geografisch gesehen sieht das Modell zusätzliche grenzüberschreitende Kapazitäten an der westlichen Grenze vor, während nach Süden hin die zusätzliche Kapazitätserweiterung am geringsten ausfällt. Ein Blick auf die Karte zeigt eine signifikante Kapazitätserweiterung des internen Übertragungsnetzes, hauptsächlich entlang der Nord-Süd-Achse. Neu gebaute Wasserstoff-Pipelines transportieren importiertes grünes Gas aus den Küstengebieten der Nordsee in Rich-

tung Süden und Osten. Deutschland spielt beim inner-europäischen Energietransport seit Jahrzehnten eine zentrale Rolle als Verkehrs- und Transitknotenpunkt. Bei der Analyse unserer Projektion untersuchen wir eine potenzielle Stärkung dieser Rolle und nehmen dazu den gesamten simulierten jährlichen Energieaustausch – sowohl Import als auch Export – mit den einzelnen Verbundländern im Jahr 2050 ins Visier. Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass der „Westen“ mit rund 40 % des gesamten Energieaustauschs (vor allem Importe) am stärksten dominiert, während über den „Osten“ lediglich 18 % (vor allem Exporte) über-



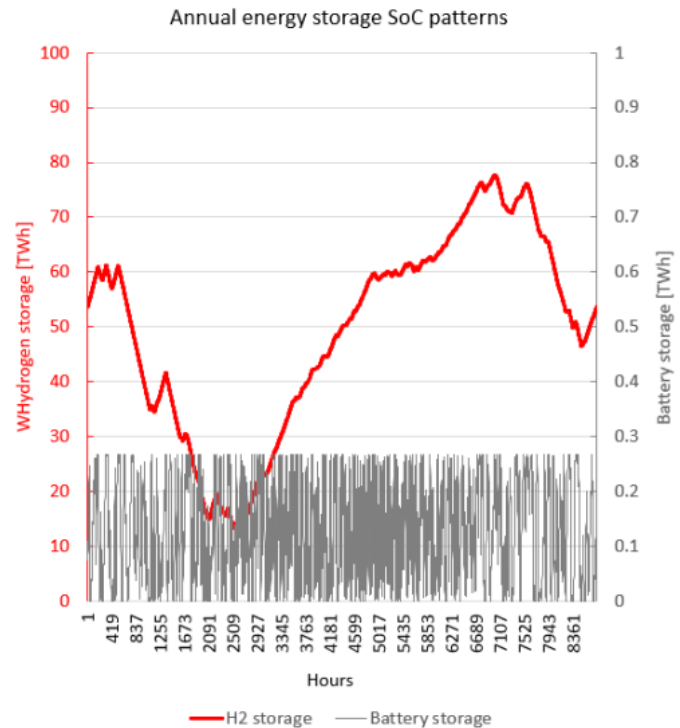
tragen werden. Drei Länder stellen fast die Hälfte des gesamten Energieaustauschs mit Deutschland, nämlich die Niederlande, Österreich und Polen. Die Verbindungsleitungen über die Nord- und Ostsee leisten zum gesamten Energieaustausch einen Beitrag von rund 17 %.

Hydrogen Demand vs Import



2. Unterirdische Wasserstoffspeicher könnten eine wirtschaftliche Alternative zur Spitzenkapazität von Flüssigwasserstoff-Terminals darstellen, denn wenn sie optimal dimensioniert werden erlauben sie eine konstantere Arbeitsweise der Import-Terminals. Wir haben bei den unterirdischen Wasserstoffspeichern einen saisonalen Zyklus festgestellt, wobei die gespeicherte Energie im Herbst Spitzenwerte erreicht und im Frühjahr auf den niedrigsten Stand absinkt.

Batteriespeicher werden höchstwahrscheinlich mit einer viel höheren Zyklusfrequenz arbeiten und jeweils nach ein paar Tagen den höchsten bzw. niedrigsten Speicherstand erreichen. Der Ladevorgang bei Elektrofahrzeugflotten kann an das zeitweilige VRE-Überangebot angepasst werden. Möglich wird dies aufgrund unserer Annahme, dass zukünftige E-Fahrzeuge mit größeren Batterien ausgestattet sein werden und mehrere Tage lang fahren können, ohne Energie aus dem Netz zu beziehen.



Reflexion und Fazit / Folgearbeiten

Unsere Modellergebnisse zur „Systemvision 2050“ bestätigen unsere Sicht auf ein kohlenstoffneutrales Szenario für Deutschland, das sich durch eine signifikante Kapazitätssteigerung bei Wind- und Sonnenenergie, eine massive direkte Nutzung von erneuerbarem Strom im Straßenverkehr und im Wärmesektor sowie durch einen wachsenden innereuropäischen Stromaustausch auszeichnet. Die Ergebnisse veranschaulichen, wie wichtig es ist, alle Technologien einzusetzen, die die Integration einer massiven Größenordnung an zeitvarianter erneuerbarer Erzeugung unterstützen können. Dazu gehören die Energiespeicherung, eine steuerbare Nachfrage, planbare Erzeugung unter Nutzung von grünem Wasserstoff und besonders der Netzausbau.

Besonders überraschend zeigte sich am Modell der hohe Grad der Elektrifizierung mittels wasserstofftauglicher Gasturbinen zum Ausgleich zeitvarianter erneuerbarer Erzeugungsquellen. Unsere Eingangsannahmen bezüglich der Kapazitäten für die heimische Wasserstoffproduktion mittels Wasserelektrolyse erwiesen sich hingegen als überschätzt. Der projizierte unbegrenzte Zugriff auf importierten grünen Wasserstoff und die relativ be-

grenzte Menge an überschüssiger erneuerbarer Erzeugung ziehen eine geringe Auslastung der in Deutschland befindlichen Elektrolyseure nach sich. Im Zuge der nächsten Runde der Modelloptimierung sehen wir eine Reduzierung der lokalen Kapazität zur Produktion von grünem Wasserstoff sowie die Feinabstimmung weiterer Parameter des Szenarios vor. Ferner werden eine Reihe potenzieller Modellerweiterungen implementiert, unter anderem die Einbeziehung anderer Transportmittel (Schifffahrt, Luftfahrt), der potenzielle Import von grünem Wasserstoff über ein europäisches Gasleitungsnetz und der Einsatz von EV-Batterien für bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid-Prinzip). Wir freuen uns auf die Fortführung der Zusammenarbeit mit den Experten von Amprion und auf die weiteren Fortschritte bei der Analyse von der „Systemvision 2050“.



Hitachi ABB Power Grids

Der Artikel online:

