

ENERGIESPEICHER RIEDL

DONAU-KRAFTWERK JOCHENSTEIN AKTIENGESELLSCHAFT

Planfeststellungsverfahren



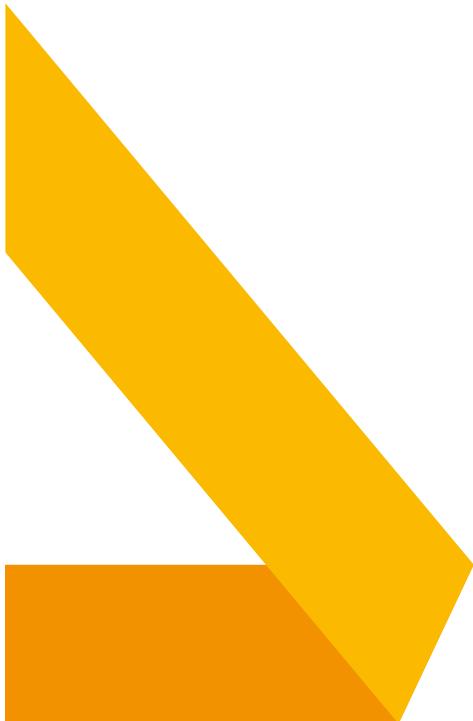
Energiespeicher im zukünftigen Stromsystem

Energiewirtschaftliches Gutachten



| | | | | | |
|-------------|--------------------------|------------------|--|---|------------|
| Erstellt | Deutsche Energie Agentur | T. Mennel |  |  | 14.10.2021 |
| Geprüft | Deutsche Energie Agentur | S. Mischinger |  |  | 25.10.2021 |
| Freigegeben | DKJ / ES-R | Ch. Rucker |  |  | 28.10.2021 |
| | Unternehmen / Abteilung | Vorname Nachname | | | Datum |





GUTACHTEN

Energiespeicher im zukünftigen Stromsystem

Energiewirtschaftliches Gutachten zum Energiespeicher Riedl

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 66 777-0

Fax: +49 (0)30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Autoren:

Dr. Tim Mennel (dena)

Gustav Weber (dena)

Dr. Denis vom Stein (B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH)

Maximilian Sondermann (B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH)

Dr. Mario Götz (B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH)

Jakob Schlags (B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH)

Dr. Alexander Kox (B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH)

Auftraggeber:

Donauwerk Jochstein AG

Innstraße 121

94036 Passau

Stand:

Oktober 2021

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2021) „Energiespeicher im zukünftigen Stromsystem - Energiewirtschaftliches Gutachten zum Energiespeicher Riedl“

Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Zusammenfassung | 5 |
| 1 Einleitung | 6 |
| 2 Stromsystem: Ausgangssituation und Herausforderungen | 7 |
| 2.1 Energie- & Stromversorgung heute..... | 7 |
| 2.2 Energiepolitische Ziele & voraussichtliche Entwicklung..... | 8 |
| 2.2.1 Entwicklung in Deutschland..... | 8 |
| 2.2.2 Entwicklung in der EU und in Österreich | 12 |
| 2.3 Herausforderungen für das Stromsystem | 13 |
| 3 Bedarfe des Stromsystems und die Rolle von Pumpspeichern & weiteren Flexibilitätsoptionen..... | 15 |
| 3.1 Bedarfe im zukünftigen Stromsystem..... | 15 |
| 3.1.1 Bedarf an gesicherter Leistung, Systemdienstleistungen & Flexibilität im Stromsystem | 15 |
| 3.1.2 Bedarf an Netzausbau und technische Alternativen | 16 |
| 3.2 Bedarfsdeckung durch verschiedene Flexibilitätsoptionen | 18 |
| 3.2.1 Rolle von Pumpspeichern..... | 18 |
| 3.2.2 Rolle weiterer Stromspeicher..... | 20 |
| 3.2.3 Rolle von Laststeuerung | 27 |
| 4 Rolle des Energiespeicher Riedl im zukünftigen Stromsystem | 30 |
| 4.1 Verortung des Energiespeicher Riedl und wesentliche technische Kenngrößen... | 30 |
| 4.2 Marktdienliche Aspekte des Energiespeicher Riedl..... | 32 |
| 4.2.1 Methode und Vorgehensweise..... | 32 |
| 4.2.2 Überblick Energiemarktszenario | 34 |
| 4.2.3 Entwicklung und Nutzung der Spotpreisvolatilität | 43 |

| | | |
|-----------------|---|-----------|
| 4.2.4 | Erhöhte Integrationsmöglichkeit von erneuerbaren Energien | 48 |
| 4.2.5 | Einsparung von CO ₂ -Emissionen | 52 |
| 4.3 | Netz- und Systemdienlichkeit des Energiespeicher Riedl..... | 54 |
| 4.3.1 | Behebung von Netzengpässen | 54 |
| 4.3.2 | Regelleistung..... | 61 |
| 4.3.3 | Momentanreserve | 67 |
| 4.3.4 | Verbesserte Netzauslastung und Spannungshaltung | 68 |
| 4.3.5 | Versorgungssicherheit | 70 |
| 5 | Zusammenfassende Einordnung und Bewertung des Energiespeicher Riedl..... | 74 |
| 5.1 | Vergleich von Pumpspeichern mit anderen Flexibilitätsoptionen | 74 |
| 5.2 | Bewertung des Energiespeicher Riedl | 75 |
| 5.2.1 | Ökonomischer Beitrag | 75 |
| 5.2.2 | Beitrag Klimaschutz | 75 |
| 5.2.3 | Beitrag Netz- & Systemstabilität..... | 76 |
| 5.3 | Mehrwert des Projekts bezüglich der regionalen, nationalen und europäischen Stromversorgung | 76 |
| Appendix | | 78 |
| | Aufbau der Modellierung..... | 78 |
| | Modellparameter Kraftwerkseinsatzoptimierung..... | 80 |
| | Abbildungsverzeichnis | 82 |
| | Tabellenverzeichnis | 85 |
| | Literaturverzeichnis | 86 |
| | Abkürzungen | 92 |
| | Glossar | 94 |

Zusammenfassung

Die Energieversorgung in Deutschland und der EU befindet sich im Umbruch: die Anteile fossiler und nuklearer Brenn- und Kraftstoffe nehmen ab, die Bedeutung klimaneutraler Energieträger nimmt zu. Dies spiegelt die Umsetzung der Ziele der deutschen und europäischen Klimapolitik wider. Im Verlauf des Jahres 2021 kam es zu einer Zielverschärfung: Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, seine Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 bis 2030 um 65% zu mindern und die Klimaneutralität 2045 zu erreichen. Für die EU lauten die entsprechenden Zielmarken 55% bzw. 2050 (Österreich plant die Klimaneutralität bereits 2040). Verschiedene Studien zeigen dabei für den Stromsektor zwei zentrale Trends auf: 1. einen beschleunigten Zubau erneuerbarer Stromerzeugung, für Deutschland vor allem Windenergie- und Photovoltaikanlagen, 2. die deutliche Zunahme der Bedeutung des Energieträgers Strom für die Energieversorgung insgesamt. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass die Laststruktur, also die Nachfrage im Tages- und Jahresverlauf, durch neue Anforderungen – etwa durch Elektromobilität – verändert wird. Hierdurch und durch die absehbare Abschaltung konventioneller Kraftwerke entstehen im Stromsystem erhebliche neue Bedarfe: das sind vor allem Last- bzw. Erzeugungsverschiebung aufgrund der fluktuierenden Einspeisung, Angebot an Systemdienstleistungen und Engpassmanagement in den Stromnetzen. Diese Bedarfe können unter anderem von Pumpspeichern erbracht werden, einer ausgereiften und kostengünstigen Speichertechnologie. Insbesondere hat der geplante Energiespeicher Riedl das Potential, wichtige Beiträge zur Energiewende in Deutschland und Europa zu leisten, darunter

- die Integration von Überschüssen erneuerbarer Energie aus Süddeutschland und Österreich in das System und damit die Verhinderung der Abregelung erneuerbarer Anlagen sowie
- der Reduktion von Preisspitzen durch Erzeugungsverschiebung (Arbitrage am Großhandelsmarkt) und damit zur kostengünstigen Strombereitstellung in Zentraleuropa
- die Behebung von Netzengpässen innerhalb Deutschlands (Beitrag im Rahmen des Redispatch)
- den Netzwiederaufbau in Süddeutschland nach einem vollständigen Black-out (Schwarzstart)
- die Minderung von Treibhausgasemissionen
- der Bereitstellung von Erzeugungs- und Nachfrage-Flexibilität bei Dunkelflauten (Beitrag zur Versorgungssicherheit)
- die Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen, u.a. von Regelleistung sowie Blindleistung zur Erhöhung der Systemstabilität in Südbayern; darüber hinaus Beiträge zur Frequenzstützung in Kontinentaleuropa

Für die Mehrzahl der Funktionalitäten des Energiespeicher Riedl gibt es technische Alternativen. Unter den marktfähigen Stromspeichern können Großbatterien und Druckluftspeicher ein ähnliches Spektrum von Funktionen im Energiesystem abdecken. Sie sind jedoch zumindest gegenwärtig deutlich teurer bzw. nur sehr eingeschränkt verfügbar; bei der Schwarzstartfähigkeit ist unklar, ob es eine geeignete regional verfügbare Alternative gäbe. Laststeuerung (engl. Demand Side Management DSM) kann nach gegenwärtigem Wissensstand hingegen nur einen Teil der Funktionen von Pumpspeichern erbringen.

Die Erreichung der verschärften klimapolitischen Ziele stellt eine große Herausforderung dar, welche die schnelle und kostengünstige Erschließung möglichst vieler Flexibilitätsoptionen erfordert. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive stellt der **Energiespeicher Riedl** ein konkretes Großprojekt dar, welches durch sein Leistungsvermögen und seine netztechnische Positionierung einen **wesentlichen Beitrag** zum Gelingen der **Energiesystemtransformation hin zu einer klimaneutralen Versorgung** leisten kann.

1 Einleitung

Die Donaukraftwerk Jochenstein AG (kurz DKJ), plant den Bau eines Pumpspeicherwerk in Ergänzung zum bestehenden Laufwasserkraftwerk Jochenstein. Gegenwärtig ist in der Sache ein Planfeststellungsverfahren beim Landratsamt Passau anhängig.

Im Rahmen des Verfahrens hat die Donaukraftwerk Jochenstein AG ein energiewirtschaftliches Gutachten- und Beratungsprojekt an die Deutsche Energie-Agentur (dena) vergeben, die das vorliegende Gutachten in diesem Rahmen zusammen mit dem Beratungsunternehmen BET erstellt hat. Seine Inhalte umfassen

- eine Darstellung der Beiträge des geplanten Energiespeicher Riedl-Projekts zur Erreichung der Ziele der deutschen & europäischen Energiewende; Bestandteil dessen sind Analysen zu marktdienlichen sowie netz- und systemtechnischen Aspekten des Energiespeicher Riedl.,
- eine Bewertung und energiepolitische Einordnung des Projekts auf Basis der Analysen sowie eine Darstellung der Beiträge für die sichere und umweltfreundliche Stromversorgung in der Region.

Das Gutachten soll zusammen mit dem Planfeststellungsantrag beim Landratsamt Passau eingereicht werden.

Nach der Einleitung werden in Kapitel 2 die Ausgangssituation und Herausforderungen des Stromsystems dargestellt. Dabei wird die zu erwartende Entwicklung in Deutschland und der EU entsprechend der energie- und klimapolitischen Ziele erörtert. Kapitel 3 erarbeitet die resultierenden zukünftigen Bedarfe des Stromsystems. Vor diesem Hintergrund wird die Rolle von Flexibilitäten und Pumpspeichern und anderer Stromspeicher im Energiesystem erläutert und eine Analyse der Rahmenbedingungen für den zukünftigen Betrieb und Einsatz des Energiespeichers durchgeführt.

Darauf aufbauend wird in Abschnitt 4 anhand einer umfassenden technisch-ökonomische Analyse die Rolle des Energiespeicher Riedl im zukünftigen Stromsystem betrachtet. Auf Basis einer energiewirtschaftlichen Modellierung werden die Beiträge zu einer wirtschaftlichen und klimaneutralen Stromversorgung quantifiziert. Dabei werden markt- und systemdienliche Aspekte wie die Last- und Erzeugungsverschiebung und der Einsatz am Regelleistungsmarkt untersucht. Darüber hinaus wird eine qualitative Untersuchung der Netz- und Systemdienlichkeit, wie z.B. die Auswirkungen auf Netzengpässe und Schwarzstartfähigkeit durchgeführt. Außerdem wird auf den klimapolitischen Beitrag eingegangen, den der Pumpspeicher durch eine Emissionsminderung und die Marktintegration erneuerbarer Energien leisten kann.

Kapitel 5 dient der Einordnung der Ergebnisse aus Abschnitt 4 in den energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmen sowie der Bewertung des Energiespeicher Riedl. Dabei werden die Kriterien des energiepolitischen Zieldreiecks¹ herangezogen.

¹ Das energiepolitische Zieldreieck umfasst die übergeordneten Kriterien Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.

2 Stromsystem: Ausgangssituation und Herausforderungen

Im Folgenden werden die energiewirtschaftlichen und –politischen Rahmenbedingungen erläutert, die den Hintergrund für das Projekt Energiespeicher Riedl bilden. Dabei werden die wesentlichen Merkmale der heutigen Energie- und Stromversorgung in Deutschland, Österreich und der EU dargestellt. Diese drei Jurisdiktions sind aufgrund der Lage des geplanten Speichers an der deutsch-österreichischen Grenze relevant. Anhand der energiepolitischen Ziele werden die voraussichtlichen Entwicklungen als auch die wesentlichen Herausforderungen für das Stromsystem abgeleitet.

2.1 Energie- & Stromversorgung heute

Das Energiesystem in Deutschland, einschließlich der Strom- & Gasversorgung sowie der Versorgung mit Kraft- und Brennstoffen, befindet sich in der Transformation von einer auf fossilen und nuklearen Brenn- und Kraftstoffen basierenden Versorgung hin zu einem System mit erneuerbaren sowie klimaneutralen Energieträgern. Zur Energiebereitstellung werden heute folgende Primärenergieträger genutzt: Mineralöl (34 Prozent), Erdgas (23 Prozent), Braun- und Steinkohle (22 Prozent), Erneuerbare Energien (14 Prozent), Kernenergie (6 Prozent).² Der Primärenergieverbrauch basiert zu 80 Prozent auf fossilen Energieträgern. Erneuerbare Energien werden vor allem im Stromsektor verstärkt ausgebaut und deren Systemintegration verbessert. Der Endenergieverbrauch lässt sich in die Sektoren Industrie, Gebäude und Mobilität unterteilen. Dort kommen im Wesentlichen Strom, gasförmige Energieträger wie Methan und flüssige Erdölderivate direkt zum Einsatz.

Im Stromsystem beträgt der Anteil erneuerbarer Energien heute (2020) 45 Prozent am Bruttostromverbrauch und wird vor allem von der Windenergie (24 Prozent des Bruttostromverbrauchs) und Photovoltaik (9 Prozent) getragen.³

Die konventionelle Erzeugung befindet sich im Rückgang und deckt derzeit 55 % der Stromerzeugung ab. Die Erzeugung aus Kernenergie läuft Ende des Jahres 2022 aus.⁴ Die Kohleverstromung ist ebenso rückläufig und wird laut derzeitiger Gesetzgebung spätestens 2038 beendet sein.⁵ Veranlasst durch die Energieträger-Umstellung (Fuel Switch) von Kohle zu Erdgas nahm die Erzeugung aus Erdgas in den letzten Jahren zu. Die vergangenen Jahre wies Deutschland stets eine negative Stromhandelsbilanz mit Nettostromexporten auf.⁶

Die Einsätze der Kraftwerke und Erzeugungsanlagen werden durch einen Energy-Only-Markt bestimmt, d.h. derzeit wird am Großhandelsmarkt nur die Bereitstellung von Strom vergütet, nicht die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten (zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit). Zur Deckung der Stromnachfrage in Ausnahmesituationen existieren verschiedene Reservemechanismen außerhalb des Marktes, die insbesondere auf ausgedienten fossilen Kraftwerken beruht und durch die Netzbetreiber kontrolliert werden.⁷

² Prozentualer Anteil am Primärenergieverbrauch 2018 (AG Energiebilanzen 2020:10).

³ BDEW (2021a)

⁴ AtomG §7

⁵ Kohleausstiegsgesetz §47

⁶ AG Energiebilanzen e.V. (2020:8)

⁷ Vgl. Bundesnetzagentur (2021)

Die Flexibilität der Nachfrage, also die Anpassung des Verbrauchsverhaltens an die Knappheit im Strommarkt (signalisiert durch Preise), ist derzeit im Wesentlichen nur im Industriesektor vorhanden. Experten sehen hier erhebliches Ausbaupotential, auch im Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Haushalten.⁸

In Österreich betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 2018 bereits mehr als 70 Prozent. Diese wird vor allem von Laufwasserkraftwerken (42 Prozent der Stromerzeugung) und Speicherkraftwerken (19 Prozent) getragen. Die Erzeugung aus Wind- und Solarenergie ist ebenfalls steigend und macht derzeit 9 bzw. 2 Prozent aus.⁹

Die konventionelle Erzeugung befindet sich im Rückgang und deckte 23 Prozent der Stromerzeugung im Jahr 2018 ab. Gas trägt hier mit 15 Prozent den deutlich größten Anteil.¹⁰ Österreich betreibt wie Deutschland einen Energy-Only-Markt und verfügt über verschiedene Reservemechanismen. Insgesamt ist die Flexibilisierung der Nachfrage wenig entwickelt. Die Stromhandelsbilanz der vergangenen Jahre war positiv mit Nettostromimporten.¹¹

Seit 2018 besteht eine Preiszonen-Trennung der vormals gemeinsamen Marktzone von Deutschland und Österreich. Grund für die Entscheidung seitens der Bundesnetzagentur und E-Control waren häufig auftretende Netzengpässe an den Grenzkuppelstellen beider Länder sowie der damit verbundenen Nord-Süd Trassen in Deutschland.¹²

2.2 Energiepolitische Ziele & voraussichtliche Entwicklung

Im anschließenden Abschnitt werden die energiepolitischen Ziele und darauf basierenden voraussichtlichen Entwicklung für Deutschland, Österreich sowie der EU dargestellt.

2.2.1 Entwicklung in Deutschland

Im Verlauf des Jahres 2021 kam es zu einer Verschärfung der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung. Getrieben wurde diese Entwicklung, neben steigendem Rückhalt in der Bevölkerung, maßgeblich durch zwei Faktoren. Zum einen erfolgte zuvor eine Anhebung der klimapolitischen Ziele der EU, welche Druck auf alle Mitgliedstaaten, so auch Deutschland, ausübte die eigene Gesetzgebung entsprechend anzupassen und zu verstärken¹³. Zum anderen fällte das Bundesverfassungsgericht im April 2021 ein Urteil über die Verfassungskonformität des Klimaschutzgesetzes (KSG). Es stellte in seinem Urteil fest, dass das bis dato gültige Gesetz verfassungsrechtliche Grundlagen verletzt und einer Reform bedarf. So äußerte das Gericht in seinem am 29.4.2021 veröffentlichten Entschluss, dass die aufgrund des Klimawandels notwendigen Veränderungen und Kosten in zu starkem Maße künftige Generationen belaste und in ihren Freiheitsrechten einschränke.¹⁴ Daraufhin wurde das Klimaschutzgesetz novelliert und in neuer Fassung am 24.06.2021 durch den Bundestag beschlossen.

⁸ Vgl. r2b energy consulting (2014); VDE (2012)

⁹ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie - BMK (2020:14)

¹⁰ ebd. S. 14

¹¹ E-control (2020)

¹² vgl. Bundesnetzagentur (2017a); Next Kraftwerke (2021)

¹³ Europäische Kommission (2021a)

¹⁴ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021): Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021 - 1 BvR 2656/18 -, Rn. 1-270

Zielbild des neuen Gesetzes ist die Netto-Treibhausgasneutralität der Bundesrepublik ab dem Jahr 2045¹⁵ und eine Treibhausgasminderung bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 Prozent gegenüber 1990.¹⁶ Dies entspricht einer Beschleunigung der Zielerreichung und aller der damit verbundenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen um 5 Jahre. Zuvor waren bis 2030 eine Minderung um 55 Prozent und Netto-Treibhausgasneutralität bis 2050 per Gesetz angestrebt.¹⁷

Es existieren zahlreiche Studien, welche die zukünftige Ausgestaltung des Energie- und Stromsystems unter den Rahmenbedingungen der gesetzlich festgeschriebenen Treibhausgasreduktionsziele untersuchen und modellieren. Diese unterscheiden sich im Hinblick auf die Anteile der erneuerbaren Technologienanwendungen und ihres jeweiligen Einsatzbereiches oder der Geschwindigkeit des Transformations- und Entwicklungspfades. In den generellen Entwicklungstendenzen und Trends weisen Sie jedoch in dieselbe Richtung und nutzen die gleichen Technologien zu ähnlichen Anteilen. Um ein Abriss des in der Fachöffentlichkeit publizierten künftigen Energie- und Stromsystems abzubilden, stellt dieser Abschnitt im Folgenden drei bedeutende Studien vor, die im öffentlichen Diskurs viel beachtet sind. Diese sind die „Langfristzenarien III“, herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2050“ von Agora Energiewende sowie die dena Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ der Deutschen Energie-Agentur im Auftrag von Akteuren der Privatwirtschaft.¹⁸ Die Studie des BMWi und von Agora Energiewende¹⁹ modellieren das Energiesystem nach dem alten Klimaschutzgesetz mit dem Zieljahr 2050 für Klimaneutralität. Die im Oktober 2021 veröffentlichte zweite dena Leitstudie untersucht die Entwicklungen nach dem aktuellen Klimaschutzgesetz mit dem Zieljahr 2045 der Treibhausgasneutralität.

Abbildung 2-1 zeigt den historischen und künftigen Endenergiebedarf in Deutschland im Vergleich der drei Studien. Auffallend ist in allen drei Publikationen der generelle Rückgang der Endenergiennachfrage. Grund für den Rückgang sind weit verbreitete Effizienzsteigerungen in allen Verbrauchssektoren, wie z.B. Gebäudewärmung oder elektrische Anwendungen mit höheren Wirkungsgraden wie z.B. E-Fahrzeuge und Schienenverkehr. Darüber hinaus sinkt die Nachfrage nach Brenn- & Treibstoffen in stärkerem Ausmaß aufgrund des stattfindenden Energieträgerwechsels hin zu Strom (Elektrifizierung).

Auf Grünstrombasis produzierter Wasserstoff und dessen Derivate werden in nicht bzw. schwer elektrifizierbaren Bereichen eine herausgehobene Rolle bei der Energiebereitstellung darstellen. Dies sind der Flug- und Schiffsverkehr und Teile der Industrie. Der größere Einsatz im Gebäudesektor ist derzeit umstritten. Die Menge an Wasserstoff und dessen Folgeprodukte sowie deren Erzeugungsstandorte und Importregionen unterliegen in den Studien einer größeren Spannweite. So geht die dena Leitstudie von einem Bedarf um 440 TWh im Jahr 2050 aus, mit Importen aus verschiedenen europäischen und internationalen Regionen. Dagegen projiziert die Analyse von Agora nur knapp die Hälfte (211 TWh) aus vorwiegend europäischen Ländern. Dementgegen stimmen die Studien überein, dass die wirtschaftlichen Potentiale der Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Quellen in Deutschland stark begrenzt sind. Folglich wird Deutschland auch langfristig ein Energieimportland bleiben, vor allem bei auf Grünstrombasis produzierten Wasserstoff und dessen Derivaten.

¹⁵ KSG §3 Abs. 2

¹⁶ KSG §3 Abs. 1 Nr. 1

¹⁷ Bundesgesetzblatt (2019) I Nr. 48, S. 2514 § 3

¹⁸ Consentec et. al. (2021); Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020); Deutsche Energie-Agentur (2021).

¹⁹ 2021 erfolgte eine Neuauflage der Studie mit dem Zieljahr 2045 (vgl. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021). Im Rahmen der besseren Vergleichbarkeit mit der in diesem Bericht verwendeten Stromsystem-Modellierung (siehe Kapitel 4) wird jedoch die vormalige Studie mit dem Zieljahr 2050 verwendet.

Im Rahmen der Transition sinken die Anteile der fossilen Energieträger wie Erdgas, Erdölderivate oder Kohle bis 2030 bzw. 2035 und müssen spätestens ab 2045 vollständig ersetzt werden. Neben Strom werden zukünftige Endenergieträger vor allem biogene Stoffe, Wasserstoff und weitere PtX Produkte sein.

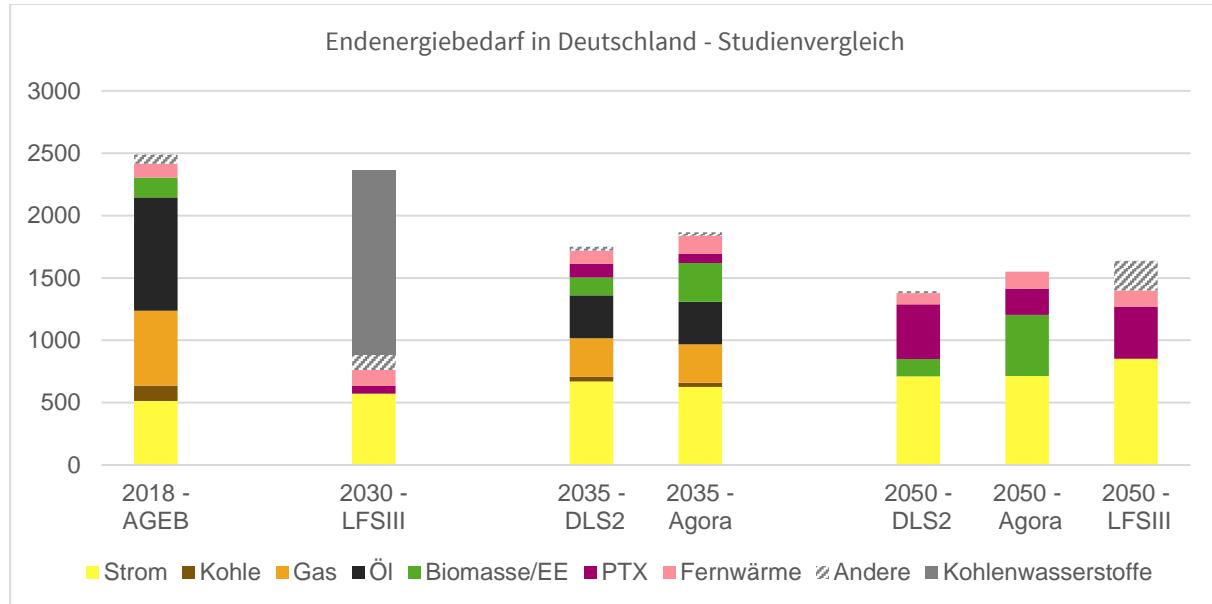


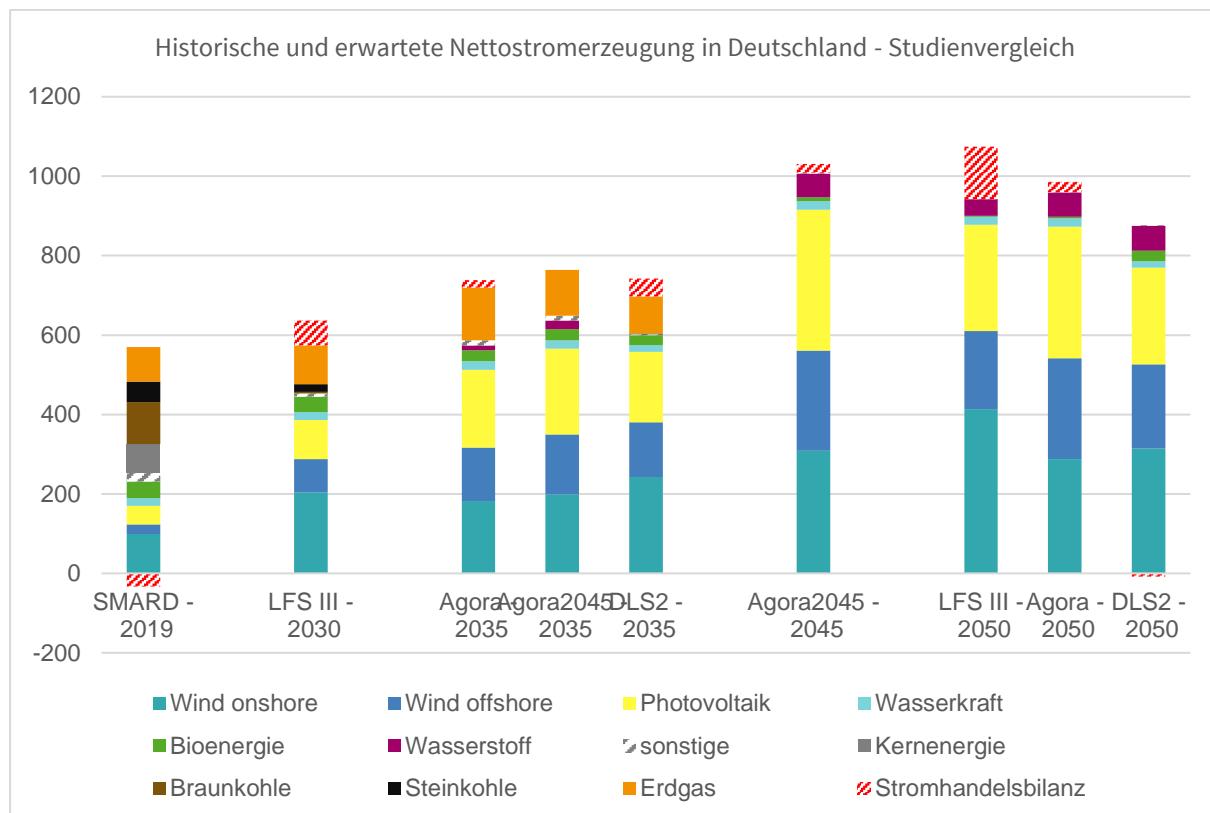
Abbildung 2-1 Historischer und erwarteter Endenergiebedarf in Deutschland im Studienvergleich²⁰

Ebenso deutlich erkennbar ist in allen drei Studien die Bedeutungszunahme des Endenergieträgers Strom, die sich in der Steigerung des Strombedarfs und analog dazu der Stromerzeugung widerspiegelt. Grund für die Bedeutungszunahme ist die aufgrund höherer Wirkungsgrade und Energieeffizienz stattfindende zunehmende Elektrifizierung im Verkehrs-, Gebäude- und Industriesektor. Diese führen zu einer Nachfrageverlagerung hin zu Strom und einem Anstieg des Bruttostrombedarfs um 58 – 76 Prozent.²¹

Abbildung 2-2 zeigt die historische und erwartete Nettostromerzeugung in Deutschland im Vergleich der drei Studien. Strom wird künftig überwiegend direkt auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien erzeugt. Hauptträger sind dabei studienübergreifend Windenergie an Land (Onshore), Windenergie auf See (Offshore) sowie Photovoltaik. Hinzu kommt ein kleiner Anteil der Verbrennung mit Wasserstoff (Rückverstromung), in Zeiten mit geringer Einspeisung von Wind- und Solarenergie. Sie verdeutlicht den beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung. Es wird studienübergreifend prognostiziert, dass dieser im Jahr 2030 weitgehend abgeschlossen sein wird. Auch andere fossile Energieträger, in der Stromerzeugung vor allem Erdgas, werden spätestens 2045 nicht mehr zur Verfügung stehen.

²⁰ Eigene Darstellung nach AG Energiebilanzen e.V. (2020); Consentec et. al. (2021); Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020); Deutsche Energie-Agentur (2021). LFS III steht hierbei für die Langfristzenarien 3 des BMWi. DLS2 für die die zweite dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.

²¹ Die Studien projizieren einen Anstieg des Bruttostrombedarfs um 58 % (dena 2021), 67% (Agora 2050) und 76% im Szenario TN Strom des BMWi (2021). Eigene Berechnungen mit Basisjahr 2019.

Abbildung 2-2 Historische und erwartete Nettostromerzeugung in Deutschland im Studienvergleich²²

Der Stromtausch zu europäischen Nachbarländern wird sich erhöhen. Gründe dafür liegen in den Vorteilen der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, da sich mit steigender geografischer Fläche die wetterabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energieanlagen zunehmend ausgleicht.

Im Stromhandel wird Deutschland mittelfristig zum Nettoimporteur. Verursacht wird diese Entwicklung durch den starken Emissionsminderungsdruck auf den deutschen Stromsektor bis 2030 und der daraus resultierende beschleunigte Ausstieg aus der Kohleverstromung. Stromimporte werden in dieser Situation kostengünstiger und tragen so häufiger als bisher zu einer Deckung der Nachfrage bei. Die Treibhausgasemissionen, die mit dem größeren Stromimport einhergehen, sind für Deutschland sowie Europa insgesamt niedriger als ohne den beschleunigten Kohleausstieg. Dies beruht auf der Tatsache, dass die Stromimporte nach Deutschland maßgeblich durch Atom- und Gaskraftwerke im EU Ausland bereitgestellt werden.

Langfristig kommt es je nach Szenario zu Nettoimporten oder auch Nettoexporten von Strom nach bzw. aus Deutschland. Gründe hierfür liegen in den verschiedenen Annahmen der Studien zugrunde, die für die Energiepolitik der Nachbarstaaten sowie die Potentiale von erneuerbaren Energien und ihren jeweiligen Kosten innerhalb und außerhalb Deutschlands getroffen werden.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführte Modellierung zur Bewertung des Energiespeicher Riedl (siehe Abschnitt 4.2.2) basiert auf vergleichbaren Entwicklungspfaden der Studienlandschaft.

²² Eigene Darstellung nach Consentec et. al. (2021); Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020); Deutsche Energie-Agentur (2021); SMARD (2021). LFS III steht hierbei für die Langfristszenarien 3 des BMWi. DLS2 für die die zweite dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.

2.2.2 Entwicklung in der EU und in Österreich

Der deutsche Strommarkt ist in den europäischen Strombinnenmarkt eingebettet. Die Stromnetze sind Teil des europäischen Verbundnetzes und der Kraftwerkspark steht unter dem Einfluss des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS). Die Entwicklung der nationalen Energieversorgung wird entsprechend stark von europäischen Zielvorgaben, Marktmechanismen und Prozessen beeinflusst.

Abgesehen von der zunehmenden physischen Integration, steigt ebenso die Relevanz des EU-Rechtsraums für die Energiewende in Deutschland. Mit dem EU Green Deal hat die EU-Kommission die Rolle des europäischen Rechts für den Klimaschutz und die Transformation des Energiesystems in den Mitgliedsländern noch einmal ausgebaut. Im Verlauf dieser Europäisierung der Energie- und Klimapolitik wurden 2021 erhebliche Erweiterungen und Verschärfungen nicht nur im Zielsystem (EU-Klimagesetz), sondern auch für weite Bereiche der Energieversorgung beschlossen.

Ende Juni 2021 erfolgte die Verabschiedung des neuen EU Klimagesetzes, welches Klimaneutralität ab 2050 vorsieht und ein ambitionierteres Treibhausgas-Reduktionsziel von minus 55 Prozent²³ für 2030 europaweit gesetzlich verankert. Auf EU Ebene wurde damit das Ziel bis 2030 von zuvor 40 Prozent stark angehoben.²⁴

Um diese Ziele zu erreichen, hat die Europäische Kommission mit dem im Juli 2021 vorgestellten „Fit for 55“ Paket einen umfassenden Instrumentenmix vorgeschlagen, der verschiedene Bereiche der Energiebereitstellung reguliert. So soll das Emissionshandelssystem reformiert und erweitert werden, indem die Zertifikatsmengen verringert und zugleich auf den Gebäudesektor und Schiffsverkehr ausgeweitet werden, und die kostenlose Zuteilung der Zertifikate für den Luftverkehr beendet wird. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll 2030 mindestens 40 Prozent betragen²⁵. Der Energieverbrauch soll bis 2030 um mindestens 36 Prozent im Vergleich zu 2007 gesenkt werden. Darüber hinaus soll eine Möglichkeit der CO₂ Bepreisung auch für importierte Güter zur Vermeidung der Abwanderung von emissions-starker Produktion (sogenanntes „Carbon Leakage“) geschaffen werden. Die Struktur der Energiesteuer soll reformiert werden, und zukünftig auf der Umweltverträglichkeit der Kraftstoffe basieren. Die Emissionsminderungsziele im Transportsektor sollen ebenfalls verschärft werden; ab 2035 sollen keine Verbrennungsmotoren mehr neu zugelassen werden. Des Weiteren soll ein Klassifizierungssystem etabliert werden, mit einheitlichen Begrifflichkeiten und Anforderungen für grünes Wirtschaften und Finanzanlagen (Taxonomie Verordnung). Ferner gibt es verbindliche Festlegungen zur europäischen Zusammenarbeit für länderübergreifende Projekte.

Die vorgestellten Gesetzesvorlagen werden nun in Verhandlungen mit den Mitgliedsstaaten und dem EU Parlament überarbeitet und in Gesetzesform überführt.

Die Republik Österreich strebt Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 an. Das aktuelle Regierungsprogramm definiert das Ziel von 100% erneuerbarem Strom (bilanziell) und der Einspeisung von 5 TWh erneuerbarem Gas bis 2030.²⁶ Ein Mobilitätsplan soll die Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Verkehrsbereich sowie den Einsatz von Elektromobilität ermöglichen. Dieser sieht ausschließlich emissionsfreie Neuwagen ab 2030, den Ausbau des Schienenverkehrs und emissionsfreie Flugzeuge bis 2040 vor.²⁷ Im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden wird auf Sanierungen gesetzt.²⁸

²³ Referenzjahr der Vergleiche ist 1990.

²⁴ EU- Kommission (2021a)

²⁵ Derzeit beträgt dieser Anteil EU weit 19%. In Deutschland beläuft sich der Anteil auf 17,1 Prozent (Destatis 2021).

²⁶ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie - BMK (2020).

²⁷ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie - BMK (2021).

²⁸ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie - BMK (2019).

2.3 Herausforderungen für das Stromsystem

Nach Erörterung der wesentlichen Merkmale der heutigen und zukünftigen Stromversorgung werden anhand der energiepolitischen Ziele und voraussichtlichen Entwicklungen nun die wesentlichen Herausforderungen für das Stromsystem abgeleitet. Die sich daraus ergebende Bedarfe werden in den Abschnitten 3.1 und 3.1.2 vorgestellt.

- **Neue Verbraucher:** Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren, wie der steigenden Bedeutung der Elektromobilität, Wärmepumpen und direktelektrischer Verfahren in der Industrie, sind neue Nachfrager zu bedienen und in das System zu integrieren. Hierdurch werden die bisherigen Lastprofile sowohl in ihrer zeitlichen Abfolge als auch ihrer Intensität verändert.
- **EE Ausbau:** Für die Realisierung der neuen klimapolitischen Ziele bis 2030 ist eine umgehend einsetzende Forcierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsektor erforderlich. Die installierten Kapazitäten der Windenergie an Land, auf See sowie der PV-Aufdach- und Freiflächenanlagen müssen sich im Vergleich zu heute (Stand 2019) verdoppeln bis vervierfachen.
- **Stromnetzausbau:** Für die wirksame Integration der umfangreichen Mengen erneuerbarer Energien sowie der Versorgung neuer elektrischer Nachfrager, ist bis 2030 ein schnellerer Ausbau der Stromübertragungs-, Verteilnetze und Grenzkuppelstellen zu europäischen Nachbarländern notwendig. Das bisher für 2035 geplante Stromnetz wird nun bereits im Jahr 2030 benötigt.
- **Netz- und Systemdienstleistungen:** Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemstabilität werden von den Übertragungsnetzbetreibern eine Reihe von sogenannten Netz- und Systemdienstleistungen kontrahiert und eingesetzt.²⁹ Bisherige Anbieter solcher Dienstleistungen sind in der Regel konventionelle Kraftwerke, aber auch Pumpspeicher und Batterien (vgl. 4.3.2). In Zukunft werden die konventionellen Kraftwerke nicht mehr zur Verfügung stehen, so dass es neuer Anbieter bedarf.
- **Fluktuiierende Einspeisung und Flexibilität:** Der stark zu beschleunigende Ausbau erneuerbarer Energien, welcher zur überwiegenden Mehrheit durch wetterabhängige Wind- und PV-Anlagen umgesetzt wird (siehe Abschnitt 2.2.), erhöht den Anteil fluktuiierender Erzeugungsanlagen im Stromsystem. Diese Entwicklung erfordert für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zusätzliche Flexibilisierungen, um die dargebotsabhängige Erzeugung auszugleichen. Wichtige Flexibilisierungsoptionen sind die Laststeuerung, der Einsatz von Energiespeichern und von flexiblen, klimaneutralen Erzeugungsanlagen, d.h. vor allem Gaskraftwerke auf Basis von Wasserstoff und Biogas.
- **Kohleausstieg & Versorgungssicherheit:** Durch die ambitionierteren Klimaziele und den in der Folge ansteigenden Preis für CO₂-Zertifikate erscheint ein vorgezogener Ausstieg aus der Kohleverstromung sehr wahrscheinlich. Bisher legt das Gesetz zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) ein Ende für das Jahr 2038 fest. Bisher befinden sich verschiedene ausgediente Kohlekraftwerke in Reserve, um in Ausnahmesituationen die Deckung der Stromnachfrage sicherzustellen. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, insbesondere der Erzeugungsadäquanz, müssen daher bereits parallel zum Ausstieg aus der Kohleverstromung alternative technische Lösungen aktiviert werden.
- **Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und Gaskraftwerken auf Wasserstoffbasis:** Um die erforderlichen Mengen an Wasserstoff und dessen Derivate bereitzustellen, muss der Aufbau einer funktionierenden Wertschöpfungskette auf nationaler, europäischer und ggf. internationaler Ebene erfolgen. Auf europäischer Ebene besteht die Herausforderung der länderübergreifenden Koordination des regenerativen Kraftwerksparks, der Strom und Wasserstoffnetze sowie der Versorgungssicherheit (sog.

²⁹ Hierzu gehört die Regelleistung, aber auch Blindleistungsbereitstellung und Momentanreserve.

European Resource Adequacy). Für den Stromsektor ist dies insofern relevant, als mittel- bis langfristig (d.h. ab 2030), Gaskraftwerke auf Methanbasis angesichts des dann sehr hohen CO₂-Preises nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und deshalb auf eine Erzeugung auf Wasserstoffbasis umgestellt werden müssen. Dies führt bereits heute zu Investitionsbedarfen, um neue Gaskraftwerke so zu bauen, dass sie kurzfristig auf Wasserstoff umrüstbar sind.

Im folgenden Kapitel werden nun die aus den Herausforderungen entstehenden Bedarfe im Stromsystem näher erläutert und die technischen Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung vorgestellt.

3 Bedarfe des Stromsystems und die Rolle von Pumpspeichern & weiteren Flexibilitätsoptionen

In diesem Kapitel werden die Bedarfe des Stromsystems und die Rolle von Flexibilitäten erarbeitet. Darüber hinaus erfolgt eine Darstellung der Rolle von Pumpspeicherkraftwerken, weiteren Stromspeichern und DSM sowie der Bedeutung des Stromnetzausbau.

3.1 Bedarfe im zukünftigen Stromsystem

Insgesamt erfordert das künftige Stromsystem einen veränderten Bedarf an gesicherter Leistung, Systemdienstleistungen, Flexibilität und Netzausbau. Dies wird im anschließenden Abschnitt aufgezeigt.

3.1.1 Bedarf an gesicherter Leistung, Systemdienstleistungen & Flexibilität im Stromsystem

In den meisten Zeiten des Jahres sind ausreichend solare Strahlungsenergie oder ausreichende Windgeschwindigkeiten in Deutschland und Europa vorhanden, um den Strombedarf mit PV und Windenergieanlagen zu decken. Allerdings existieren Zeiten, wenn auch nur für wenige Tage bis Stunden im Jahr, in denen wenig Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zur Verfügung steht.³⁰ Diese Perioden, die in Deutschland durchschnittlich alle zwei Jahre für 1 - 2 teilweise auch 10 Tage auftreten, werden „Dunkelflauten“ genannt.³¹ Darüber hinaus existieren häufiger kurze Zeiträume von beispielsweise einer oder einigen Stunden in denen ebenfalls wenig dargebotsabhängige Stromerzeugung zur Verfügung steht. Zur Deckung der Stromnachfrage während dieser Zeiträume muss ausreichend gesicherte Leistung³² bzw. gesicherte Lastverschiebung zur Verfügung stehen, um den Strombedarf und im Extremfall die Spitzenlast zu decken. Die Spitzenlast betrug im Jahr 2019 81 GW³³ und wird für das Jahr 2050 auf mehr als 100 GW geschätzt.³⁴

Bislang stehen für die Lastdeckung in Zeiten von Dunkelflauten vor allem konventionelle Kraftwerke (Kohle, Gas, Atomkraft) zur Verfügung, aber auch Energiespeicher. Darüber hinaus spielen auch Importe eine wichtige Rolle. In Zukunft werden die größten Beiträge zur gesicherten Leistung Wasserstoff- bzw. Gaskraftwerke,³⁵ Energiespeicher und verschiebbare Anteile der Nachfrage bereitstellen. Ebenso werden Stromimporte aus dem europäischen Ausland zur Deckung der Nachfrage beitragen.³⁶

Die Herausforderung besteht dabei, neue Technologien und Mechanismen zeitnah bereitzustellen und flächendeckend im Stromsystem zu etablieren. Eine besondere Herausforderung besteht bei den Gaskraftwerken: Derzeit existieren noch keine Wasserstoff-Kraftwerke die im industriellen Maßstab zur Stromversorgung genutzt werden. Diese sollen laut Herstellerangaben ca. ab 2028 kommerziell zur Verfügung stehen. In der

³⁰ vgl. Deutsche Energie-Agentur (2021:190)

³¹ Vgl. Kaspar et al. 2019:6

³² Unter dem Begriff gesicherte Leistung versteht man Erzeugungskapazitäten, die jederzeit zur Verfügung stehen. Entsprechendes gilt für die gesicherte Lastverschiebung, die heute von den Übertragungsnetzbetreibern gegen ein Entgelt kontrahiert wird.

³³ 50 Hertz et. al (2020:32).

³⁴ So geht z.B. die erste dena Leitstudie von einer Spitzenlast zwischen 100 - 160 GW aus (Deutsche Energie-Agentur (2018:259 ff.).

³⁵ Diese Kraftwerke werden mit klimaneutralem Wasserstoff oder deren Derivaten befeuert.

³⁶ Darüber hinaus leisten auch Wasserkraftwerke, Wind Offshore, Wind Onshore, Photovoltaik und sonstige Anlagen wie Müllverbrennungsanlagen oder Blockheizkraftwerke einen wenn auch geringfügigen Beitrag zur gesicherten Leistung (vgl. Deutsche Energie-Agentur (2021:197 ff.).

mittleren Frist (d.h. bis etwa 2030) wird Erdgas basierten Kraftwerken eine wichtige Rolle zufallen. Ab 2025 sollen dann solche Gaskraftwerke zur Verfügung stehen, die mit überschaubarem Aufwand auf Wasserstoff umrüstbar sind.³⁷

Auch bei der Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen müssen zukünftig die –tendenziell ansteigenden- Bedarfe gedeckt werden, und ein erheblicher Teil der heutigen Anbieter (konventionelle Kraftwerke) werden nicht mehr zur Verfügung stehen. Zur Veranschaulichung sei hier die von den Kosten her wichtigste Systemdienstleistung erläutert, die Regelreserve: Zum Erhalt der Netzstabilität muss das Stromsystem permanent im Gleichgewicht sein, d.h. Ein- und Ausspeisung in die Netze müssen einander exakt entsprechen. Durch die sogenannte Bilanzkreisverantwortung sind Einspeiser (also die Verkäufer von Strom) und Ausspeiser (ihre Kunden) zur individuellen Einhaltung dieses Prinzips verpflichtet. Dies bedeutet, dass der vereinbarte Stromhandel sowohl bei der Ein- als auch der Ausspeisung exakt erfolgen muss. Hierüber wacht der Systemoperator, in Deutschland sind dies die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Kommt es auf aggregierter Ebene zu Abweichungen, greift der in dem jeweiligen Gebiet (der sogenannten Regelzone) verantwortliche ÜNB ein, indem er durch eigene Ein- bzw. Ausspeisung das Gleichgewicht wiederherstellt. Hierzu greift er auf sogenannte Regelleistung zurück, die er in Ausschreibungen bei Marktteilnehmern kontrahiert. Es wird dabei zwischen verschiedenen Arten der Regelleistung in Bezug auf die Geschwindigkeit der Verfügbarkeit unterschieden (Primär-, Sekundär und Tertiärregelleistung³⁸). Die Kosten für die Regelleistungsbereitstellung werden den verantwortlichen Bilanzkreisen in Rechnung gestellt. Dies gilt auch für erneuerbare (Groß-)anlagen, die aufgrund von Ungenauigkeiten bei der wetterbasierten Erzeugungsprognose besondere Maßnahmen zur Einhaltung der Bilanzkreisverpflichtung leisten müssen.

Außer von konventionellen Kraftwerken wird Regelleistung bereits heute in erheblichem Umfang von Pumpspeichern zur Verfügung gestellt. Auch Laststeuerung kann zur Regelleistungserbringung eingesetzt werden, darüber hinaus sind auch Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien regelleistungsfähig, vor allem Wasserkraftwerke und Biogasanlagen, in begrenztem Umfang auch Wind- und Solaranlagen. Wasserstoff basierte Gaskraftwerke werden ebenfalls Regelleistung und darüber hinaus viele weitere Netz- und Systemdienstleistungen (NDL bzw. SDL) erbringen können. Tatsächlich gibt es eine ganze Reihe von weiteren solchen NDL und SDL, deren Darstellung den Rahmen dieses Gutachtens sprengen würde. Es sei hier nur eine weitere für den Gegenstand des Gutachtens wichtige SDL erwähnt: die Schwarzstartfähigkeit. Hiermit wird die Fähigkeit des Übertragungsnetzbetreibers bezeichnet, das System nach einem umfassenden Stromausfall („Blackout“) wieder hochzufahren. Da dies kontrolliert erfolgen muss, sind die technischen Anforderungen an die eingesetzten Anlagen sehr hoch. Hierbei kommt Gas- und Wasserkraftwerken, aber auch Pumpspeichern eine besondere Bedeutung zu.

3.1.2 Bedarf an Netzausbau und technische Alternativen

Die Transition zu einer klimaneutralen Stromversorgung führt, wie in 2.3 erwähnt, zu einem erheblichen Netzausbaubedarf. Hintergrund sind der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien und das Aufkommen neuer Stromlasten:

³⁷ vgl. Deutsche Energie-Agentur (2021:191)

³⁸ Tertiärregelleistung wird heute auch Minutenreserve genannt. Die Definitionen und Erläuterungen zur Regelleistung findet man hier: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>)

- Zahlreiche EE-Erzeugungsanlagen werden im Verteilnetz (d.h. auf den niederen Spannungsebenen) angeschlossen. Verteilnetze waren vor der Energiewende nur zur Verteilung des Stroms an Endverbraucher konzipiert; in Regionen mit einem hohen Anteil an Solar-PV sowie kleineren Wind- und Biomasseanlagen wird der Netzbedarf nun allerdings durch die Einspeisung dominiert.
- Innerhalb Deutschlands sind erneuerbare Erzeugungsanlagen und die Lastzentren unterschiedlich verteilt: Die Erzeugung von Onshore-Windstrom hat aufgrund günstiger Windbedingungen einen Schwerpunkt in Norddeutschland, wo auch der Strom der Offshore-Windanlagen eingespeist wird. Zahlreiche Lastzentren liegen hingegen in Süddeutschland, wo die industrielle Produktion einen Schwerpunkt hat. Aufgrund dieser Situation kommt es bereits heute immer wieder zu Engpässen im Übertragungsnetz.
- Wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, wird die Bedeutung von Strom als Endenergieträger nach übereinstimmender Expertenmeinung zunehmen. Neue Bedarfe entstehen sowohl durch die Umstellung verschiedener industrieller Prozesse, die bislang auf der energetischen Basis von Erdgas oder Erdöllderivaten basieren, als auch bei der Wärmebereitstellung und im Verkehr: So sehen zahlreiche Studien dezentrale, aber auch zentrale Heizungssysteme auf der Basis von Wärmepumpen auf dem Vormarsch. Darüber hinaus betreibt die Bundesregierung eine entschlossene Förderung der Elektromobilität. Die sich abzeichnende Zunahme des Stromverbrauchs führt ebenfalls zu einem erhöhten Netzausbaubedarf.

Die zukünftigen Anforderungen an die Stromnetze wurden früh erkannt und untersucht, so zum Beispiel in den Netzstudien der dena³⁹. Auch die Politik hat hierauf reagiert: Bereits im Jahr 2009 haben Bundestag und Bundesrat das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verabschiedet. Dieses benennt konkret 22 Netzausbauprojekte, die auf europäischer Ebene im Rahmen der Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt wurden. Freilich kam es schon früh zu Kritik an dem Tempo der Umsetzung, die sich durch langwierige Planfeststellungsverfahren verzögerte. Hinzu kamen weitere Veränderungen in der Energiepolitik. Neben den ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energien sind hier der Ausstieg aus der Kernenergie (in der jetzigen Fassung 2011 beschlossen) sowie aus der Kohleverstromung zu nennen (beschlossen 2020). Gegenwärtig umfassen Bundesbedarfsplan und EnLAG 101 Vorhaben mit einer ungefähren Gesamtlänge von 12.234 km. 20 Vorhaben davon wurden bereits vollständig fertiggestellt, acht weitere auf allen Abschnitten mindestens genehmigt. In der Genehmigungsphase befinden sich noch 39 Vorhaben. Konkret wurden von den vorgesehenen 12.234 Leitungskilometern zum 1.3.2021 bislang 1.697 km fertiggestellt⁴⁰. Um die Umsetzung zu beschleunigen, wurde 2011 zusätzlich das Netzausbau-Beschleunigungs-Gesetz verabschiedet, das eine Grundlage für einen rechtssicheren, transparenten, effizienten und umweltverträglichen Ausbau des Übertragungsnetzes sowie dessen Ertüchtigung schafft. Nichtsdestotrotz herrscht weitgehend Einigkeit, dass der schleppende Ausbau des Übertragungsnetzes eine der Hürden bei der Realisierung der Ziele der Energiewende im Stromsektor darstellt. Diese Situation wird durch die erforderliche Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien, welcher durch das neue Klimaschutzgesetz eintritt, noch verschärft. Die dena Leitstudie (2021) beziffert die Investitionskosten in ihrem Hauptszenario zur Klimaneutralität 2045 im Übertragungsnetz auf 81 Mrd. € (bis 2035) und auf rd. 94 Mrd. € (bis 2045), in den Verteilnetzen auf 45 Mrd. € (bis 2035) und rd. 115 Mrd. € (bis 2045).

³⁹ Seit 2005 leitet die dena umfangreiche Studien zur Netzentwicklung. Die dena-Netzstudien zeigen Lösungen, wie das Energiesystem der Zukunft den Anforderungen stetig wachsender Einspeisung erneuerbarer Energien, neuer Lasten und zunehmender Sektor-Kopplung gerecht werden kann. Nach den ersten dena-Netzstudien 2005 und 2010 wird derzeit die dritte dena-Netzstudie finalisiert.

⁴⁰ Vgl. Bundesnetzagentur (2021).

Freilich stehen zur Überwindung von Netzengpässen auch andere technische Optionen zur Verfügung, die bereits heute zum Einsatz kommen. Im Übertragungsnetz ist dies vor allem der sogenannte „Redispatch“. Hierbei handelt es sich um eine kurzfristige Anpassung der Kraftwerkseinsatzplanung durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Überwindung eines Engpasses im Netz. Die ursprüngliche Kraftwerkseinsatzplanung kommt durch den Stromhandel zustande: Innerhalb eines Marktgebietes (das im Falle Deutschlands das gesamte Bundesgebiet umfasst) planen die Stromerzeuger Stromverkäufe entsprechend des Handelsergebnisses an der Strombörse sowie bilateraler Lieferverträge, die unabhängig vom Standort des Kraftwerks und des Verbrauchers zustande kommen. Ist die Realisierung dieses Handelsergebnisses physikalisch nicht möglich, hat der Übertragungsnetzbetreiber das Recht, bestehende Kraftwerke abzuregeln bzw. zu aktivieren, um die Belieferung gemäß dem Handelsergebnis sicherzustellen. Kraftwerke, deren Fahrplan geändert wird, erhalten dabei eine Entschädigung. In den Verteilnetzen wird es mit Umsetzung des NABEG⁴¹ künftig Redispatch geben.⁴² Zahlreiche Akteure fordern darüber hinaus die Einführung sogenannter regionaler Flexibilitätsmärkte, die den Verteilnetzbetreibern eine technisch vergleichbare Möglichkeit einräumen würden. Bei erneuerbaren Anlagen kommt es darüber hinaus zu Situationen, in denen das Netz einen Erzeugungsüberschuss nicht aufnehmen kann, etwa an besonders sonnenreichen und windstarken Tagen. In diesem Falle regeln die Netzbetreiber die Anlagen ab und entschädigen die Betreiber für den nicht verkauften Strom.

Aufgrund der Verzögerungen beim Netzausbau wird damit gerechnet, dass Redispatch und die Aktivierung der Flexibilität in den Verteilnetzen auch in den nächsten Jahren eine wichtige Rolle spielen werden, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Das würde auch in dem Fall gelten, in dem Deutschland in zwei oder mehrere Marktgebiete aufgespalten würde, um die Netzengpass-Situation in der Mitte des Landes zu entschärfen. Allerdings werden hierfür immer weniger konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen – die Ära der Kernenergie in Deutschland wird 2022 zu Ende gehen, die der Kohleverstromung spätestens 2038, vermutlich aber schon deutlich früher. Hieraus folgt ein Bedarf an geeigneter netzdienlicher Flexibilität, den u.a. Stromspeicher erfüllen können.

3.2 Bedarfsdeckung durch verschiedene Flexibilitätsoptionen

3.2.1 Rolle von Pumpspeichern

Dieser Abschnitt geht auf die Rolle von Pumpspeichern im Stromsystem ein und zeigt auf, welche der zuvor dargestellten Bedarfe diese abdecken können. Als erstes werden kurz die technischen Grundlagen zusammengefasst.

Pumpspeicherkraftwerke (Kurzform: Pumpspeicher) speichern elektrische Energie in Form von Lageenergie bzw. potentieller Energie des Wassers in einem Oberbecken. In einem Pumpvorgang wird Wasser aus einem Unterbecken in ein Reservoir höheren Niveaus (Oberbecken) befördert. Dies geschieht in Zeiten mit niedrigen Strompreisen, z.B. während starker Einspeisung von Wind- und Solarstrom, in denen mehr Strom zur Verfügung steht, als benötigt wird. Während des Pumpvorgangs von Unterbecken ins Oberbecken kommt es zu Stromverbrauch. Während des Ablassens des Wassers durch eine Turbine wird Strom erzeugt. Die Technologie von Pumpspeicherkraftwerken gilt als ausgereift und ist weltweit kommerziell im Einsatz. In der Bun-

⁴¹ Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)

⁴² Die Einführung des sogenannten Redispatch 2.0 sollte zum 1. Oktober 2021 erfolgen. Aufgrund brancheninterner Verzögerungen ist die Implementierung dessen derzeit noch nicht abgeschlossen (vgl. BDEW 2021b)

desrepublik erfolgt der Einsatz überwiegend in Mittel- und Süddeutschland. Pumpspeicher haben eine Speicherkapazität von durchschnittlich 500-15.000 MWh und einer Entladedauer von 4-100 h. Die speicherbaren Energiemengen sind abhängig von Wassermenge und Höhenunterschied zwischen Reservoir und Turbine. In der Regel werden sie als Stunden- bis Tagesspeicher betrieben. Pumpspeicherkraftwerke weisen einen vergleichsweise hohen Flächenverbrauch und wesentlichen Eingriff in das Ökosystem und Landschaftsbild auf. Daher werden sie häufig in Verbindung mit natürlichen Wasserreservoirn für Ober- und/oder Unterbecken gebaut.

Für das Stromsystem –und damit die Energiewende- können Pumpspeicher zahlreiche Leistungen erbringen.

- **Erzeugungsverschiebung & Vermeidung von Emissionen:** Im Rahmen des Großhandels werden Pumpspeicher dazu eingesetzt, Strom zu „veredeln“, d.h. Strom in Überschuss-Situationen einzuspeichern und Knappheitssituationen zur Verfügung zu stellen. Damit leisten sie einen Beitrag zur kostengünstigen Strombereitstellung. Traditionell wurden Pumpspeicher zum Ausgleich der Tages- und Nachtdifferenzen in der Stromnachfrage eingesetzt, heute spielen die Fluktuationen, die sowohl durch die Lastunterschiede als auch die Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien entstehen, eine entscheidende Rolle. Im heutigen System mit einem immer noch erheblichen Anteil an fossiler Stromerzeugung können auf diese Weise auch Emissionen vermieden werden, da die entsprechenden Kraftwerke in Knappheitszeiten nicht oder nur begrenzt eingesetzt werden müssen.
- **Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien:** Bei günstiger Wetterlage kommt es bereits heute zu Situationen, in denen die erneuerbare Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Ohne den Einsatz von Stromspeichern (ggf. auch Wärmespeichern mit entsprechender Umwandlungstechnologie) müssen die erneuerbaren Anlagen ggf. technisch abgeregelt werden. Dies führt zu einem energetischen und volkswirtschaftlichen Verlust, der durch einen Pumpspeicher vermieden werden kann.
- **Bereitstellung von Systemdienstleistungen:** Pumpspeicher können verschiedene Systemdienstleistungen erbringen. Sie haben eine schnelle Reaktionszeit und können sowohl Sekundär- als auch Tertiärleistung zur Verfügung stellen. Bei laufender Turbine können sie ebenfalls Primärregelleistung erbringen. Darüber hinaus stellen sie bereits heute weitere SDL wie Momentanreserve und Blindleistung zur Verfügung (für eine genauere Beschreibung vgl. Abschnitt 4.3). Eine besondere Rolle kommt ihnen bei der Schwarzstartfähigkeit zu.
- **Netzengpassmanagement (Redispatch)/ Vermeidung von Netzausbau:** Pumpspeicher sind gut geeignet, um an Redispatch-Maßnahmen teilzunehmen. Wie in Abschnitt 3.1.2 erläutert, überwindet der Übertragungsnetzbetreiber hiermit Netzengpass-Situationen, indem er in die technischen Fahrpläne von Erzeugungsanlagen „vor“ und „hinter“ dem Netzengpass eingreift, um den im Stromhandel ermittelten Transfer technisch zu ermöglichen. Auf diese Art und Weise kann der Ausbau von Netzen vermieden bzw. begrenzt werden. Während dargebotsabhängige erneuerbare Anlagen am Redispatch in der Form von Abregelung teilnehmen können, stehen für die Strombereitstellung „hinter“ dem Engpass in Zukunft immer weniger konventionelle Kraftwerke zur Verfügung. In Abschnitt 3.2.2 und 3.2.3 werden alternative Flexibilitätsoptionen im Stromsystem vorgestellt.
- **Bereitstellung gesicherter Leistung:** In gewissem Umfang können Pumpspeicher auch gesicherte Leistung für das Stromsystem zur Verfügung stellen; dieser ist jedoch durch die Speicherleistung und -kapazität begrenzt.

Pumpspeicher können im Stromsystem wichtige Leistungen erbringen

Pumpspeicher sind eine verlässliche, ausgereifte Stromspeichertechnologie. Als solche können sie im System wichtige Leistungen erbringen: die Verschiebung der Strombereitstellung und damit die Vermeidung von Emissionen, die Vermeidung der Abriegelung erneuerbarer Energien, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und das Netzengpassmanagement. Diese Funktionen werden im zukünftigen Stromsystem verstärkt benötigt, zum einen wegen der Zunahme der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Erzeugung, zum anderen wegen des schrittweisen Wegfalls konventioneller Erzeugungstechnologien.

3.2.2 Rolle weiterer Stromspeicher

Neben Pumpspeichern gibt es weitere Stromspeicher-Technologien, die elektrische Energie speichern und diese bei Bedarf wieder in das Stromnetz einspeisen. Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über relevante Stromspeichertechnologien sowie die typische Größenordnungen, die in der elektrischen Leistung und der Speicherkapazität (hier gemessen in der Einspeisedauer) variieren⁴³. Sie zeigt, dass sich die Speicherkapazität der Technologien signifikant unterscheidet: Diese kann von wenigen Sekunden bis hin zu Monaten reichen. Kurzfristige Speicher sind beispielsweise Schwungräder, Kondensatoren und Spulen. Batterien, Druckluftspeicher und elektrothermische Speicher können mittelfristig Energie speichern. Nur die Power-to-Gas ist dabei geeignet, mehrere Monate lang einzuspeichern. Für den Vergleich mit Pumpspeichern sind, das kann man bereits hier erkennen, vor allem Druckluftspeicher und Batterien relevant. Auch die Leistung der Speicher unterscheidet sich signifikant: Sehr kleine Speicher wie Kondensatoren, Aluminium und einige Batteriearten finden vor allem in Haushalten und damit im Verteilnetz Anwendung. Etwas größere Speicher wie Schwungräder und Batterien finden typischerweise in der Industrie Anwendung, während große Speicher wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher sowie große Batterien oft Funktionen auf Übertragungsnetzebene übernehmen.

⁴³ Die Tabelle sowie weitere Informationen in diesem Text entstammen dem Gutachten DNV KEMA (2013): Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050, im Auftrag des Schweizer Bundesamts für Energie (BFE).

Tabelle 3-1 Übersicht über Speichergrößen (Quelle: DNV KEMA 2013)

| Mikrospeicher <100kW | Kleintechnische Speicher 1 – 10 MW | Mitteltechnische Speicher 10 – 100 MW | Großtechnische Speicher 100 – 1000 MW |
|-------------------------|---------------------------------------|---|--|
| Monate | | | Power-to-Gas |
| Tage/Wochen | | Pumpspeicher | Pumpspeicher Power-to-Gas |
| Stunden/Tage | Batterien | Batterien | Pumpspeicher Druckluftspeicher Batterien |
| Stunden/Minuten | Batterien | Batterien | Batterien |
| Minuten/Sekunden | Superkondensatoren Spulen | Schwungräder Batterien | (Pumpspeicher) (Druckluftspeicher) Batterien |
| | | | (Pumpspeicher) (Druckluftspeicher) |

Unter Batteriespeichern versteht man in technischer Hinsicht elektrochemische Speicher, die die elektrische Energie durch reversible chemische Prozesse ein- und ausspeichern können. Hierzu gibt eine ganze Reihe von technischen Alternativen. Batteriespeicher eignen sich für die Einspeicherung über mehrere Stunden. Somit sind der Einsatz zur Netzstabilisierung, Primärregelleistung und, in geringerem Maße, zur Arbitrage naheliegend. Untereinander unterscheiden sich die Batteriespeicher unter anderem im Wirkungsgrad, der CO₂ Bilanz und dem Verhältnis von Leistung zu Kapazität.

Zu den heute weit entwickelten Batterien zählen

- Lithium-Ionen-Batterie,
- Redox-Flow-Batterie,
- Blei-Säure-Batterien,
- Natrium-Schwefel-Batterie,

Druckluftspeicher gehören wie Pumpspeicher zur Kategorie der mechanischen Energiespeicher. Sie beruhen auf der Kompression von Gasen, typischerweise der Umgebungsluft. Energie wird in dem Fall über die mit Hilfe eines elektrischen Kompressors erzeugte Druckdifferenz gespeichert. Eine energetische Speicherung von Druckluft gibt es in Deutschland seit 1978 in Huntendorf, ein weiterer Druckluftspeicher wird in den USA betrieben. Voraussetzung für Druckluftspeicher sind ausreichend große, unterirdische Kavernen in etwa 500 bis 1500 Meter Tiefe. Mithilfe einer offenen Gasturbine können entsprechend große Mengen an Umgebungsluft angezogen und verdichtet werden. Beim Ausspeichervorgang wirkt die Turbine dann als Generator zur Erzeugung elektrischen Stroms.

Weitere, bereits heute eingesetzte Stromspeicher sind Schwungradspeicher und Doppelschicht-Kondensatoren, die im Bereich der Kurzeitspeicherung zum Einsatz kommen und damit der Netzstabilisierung dienen. Schwungräder speichern die Energie dabei in mechanischer Form durch eine von einem Elektromotor vorgenommene Beschleunigung (Einspeicherung) und der Bremsung durch einen Generator (Ausspeicherung). Doppelschicht-Kondensatoren gehört zur Untergruppe der elektrischen Speicher. Dies bedeutet, dass Energie in einem elektrischen Feld gespeichert wird, welches über zugeführte Ladungen zwischen zwei Elektro-

den aufgebaut wurde. Innerhalb eines geschlossenen Systems bleibt die Ladung stets erhalten. Der Kondensator besteht aus zwei gegensätzlich geladenen Platten, welche durch eine nicht-leitende Schicht, das Dielektrikum, getrennt sind. Für weitere Zwecke jenseits der Netzdienstleistungen, etwa der Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien, dem Redispatch oder der Stromverschiebung kommen diese Technologien nicht in Frage, weshalb an dieser Stelle nicht weiter auf sie eingegangen werden soll.

Darüber hinaus gibt es eine Reihe von innovativen Stromspeichertechnologien, die die Marktreife noch nicht erreicht haben. Hierzu zählen unter anderem

- Unkonventionelle Pumpspeicher (z.B. Kugelpumpspeicher)
- Batterien:
 - Metall-Luft-Batterie,
 - Lithium-Schwefel-Batterie,
 - Lithium-Polymer-Batterie,
 - Aluminium-Batterie,
 - Natrium-Ionen-Batterie,
 - Carnot-Batterie
- Power-to-Gas (Langzeitspeicher)
- Lageenergiespeicher

Es ist derzeit unklar, wann diese Technologien dem Stromsystem zur Verfügung stehen werden und zu welchen Kosten. Deshalb liegt der Fokus im Weiteren auf einem Vergleich der Pumpspeicher mit den heute technisch und ökonomisch verfügbaren Speichertechnologien.

Folgende technische Funktionen, die Pumpspeicher im System einnehmen, können auch von Großbatterien und Druckluftspeichern zur Verfügung gestellt werden:

- Energiearbitrage, d.h. die Verschiebung von Strom in Zeiten starker Verfügbarkeit in Zeiten von Knappheit
- Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien
- Netz- und Systemdienstleistungen, darunter Regelleistungs- & Blindleistungsbereitstellung
- Bilanzkreismanagement: Vermeidung von Regelleistungsabruf⁴⁴
- Netzengpassmanagement (Redispatch) / Vermeidung von Netzausbau
- Gesicherte Leistung (in begrenztem Umfang)

Ein grundsätzlicher Unterschied ist dabei, dass Pumpspeicher wie der Energiespeicher Riedl und auch Druckluftspeicher i.d.R. an das Übertragungsnetz angeschlossen werden, während Batterien bei geeigneter Skalierung sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz angeschlossen werden können. Eine Eigenschaft, die aufgrund von Größenordnung und Einsatzweise nur wenige Speicher erbringen können, ist die Schwarzstartfähigkeit (die Fähigkeit, das Stromsystem nach einem Blackout wieder hochzufahren). Um diese gewährleisten zu können, muss der Speicher eine hohe Leistung auf der Systemebene zur Verfügung stellen können. Außerdem muss seine ausreichende Beladung gesichert sein.

Ein Vergleich der Speichertechnologien muss zuletzt auch die Kosten umfassen. Diese sind im Falle von Stromspeichern methodisch schwerer zu fassen als im Falle der Stromerzeugung, bei der die spezifischen

⁴⁴ Hierfür kommen vor allem Batterien in Verbindung mit EE-Erzeugungsanlagen in Betracht. Sie können es erleichtern, die Bilanzkreisverantwortung einzuhalten.

Erzeugungskosten einer Kilowattstunde Strom (engl. LCOE „Levelized Cost of Electricity“), einschließlich Kapital- und operativer Kosten, als feste Größe etabliert sind. Dies hat folgende Gründe:

- Technische Lebenszeit vs. Finanzierungsperiode: Während Pumpspeicher, wie auch Druckluftspeicher, äußerst langlebig sind, wird die technische Lebenszeit von Batterien in Speicherzyklen gemessen. Sie bestimmen die Abnutzung der chemischen Bestandteile. Die Abschreibung der Investitionskosten -und damit die Annuität- hängt deshalb entscheidend von der Einsatzweise der Batterie ab (also der Zyklen pro Jahr).
- Operative Kosten: Neben den fixen Betriebskosten für die Wartung und den Betrieb werden die operativen Kosten maßgeblich durch den Wirkungsgrad der Speichertechnologie bestimmt. Diese gibt die energetischen Verluste zwischen Ein- und Ausspeicherung an (bei Batterien können diese auch von der Speicherdauer beeinflusst werden). Die daraus resultierenden kommerziellen Verluste müssen mit dem Preis des Stroms bei Einspeicherung bewertet werden – der jedoch über die Zeit variiert.
- Kapitalkosten: Neben der Variation der Lebenszeit spielen auch die Finanzierungsbedingungen eine erhebliche Rolle bei der Bestimmung der Annuität eines Speichers. Hierbei erhalten etablierte Technologien mit bekannten und beherrschbaren Risiken tendenziell günstigere Rahmenbedingungen als innovative Technologien.

Aus diesen methodischen Gründen folgt, dass die Bestimmung spezifischer Speicherkosten, etwa die Kosten pro ausgespeicherter Kilowattstunde Strom, mit dem Zweck eines Technologievergleichs notwendig auf einer Reihe von Annahmen beruhen muss. Häufig werden in Studien deshalb die Kosten von Speichern bei der Bereitstellung bestimmter Dienstleistungen ausgewiesen.

Deshalb werden hier nun als erstes die Investitionskosten für Speicherkapazität sowie die Lebenszeit für Pumpspeicher, Druckluftspeicher und drei ausgewählte Batterietypen gezeigt, und im Anschluss zwei Anwendungsfälle präsentiert. Grundlage bildet hierbei eine Studie der internationalen Agentur für erneuerbare Energien IRENA⁴⁵. Dabei ist zu betonen, dass bei Batterien und Druckluftspeichern in den nächsten Jahren allgemein eine Kostendegression erwartet wird, anders als bei Pumpspeichern, deren Technologie als ausgereift gilt. Deshalb werden im Folgenden sowohl die auf 2016 bezogenen Werte als auch die Prognose für 2030 gezeigt.

⁴⁵ International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017): Electricity Storage and Renewables – Costs and Markets to 2030

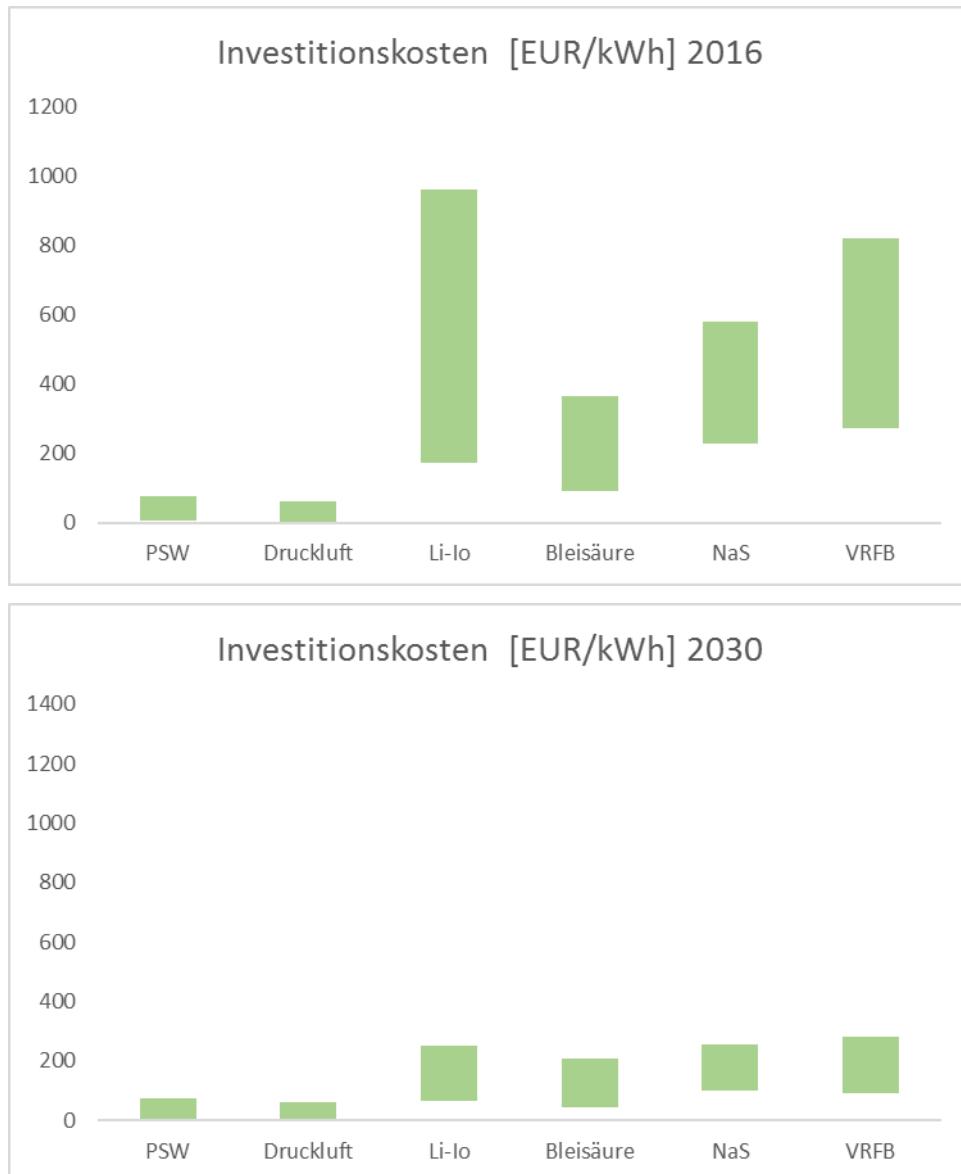


Abbildung 3-1 Übersicht über spezifische Investitionskosten in Speicherkapazität (Quelle: IRENA 2017)

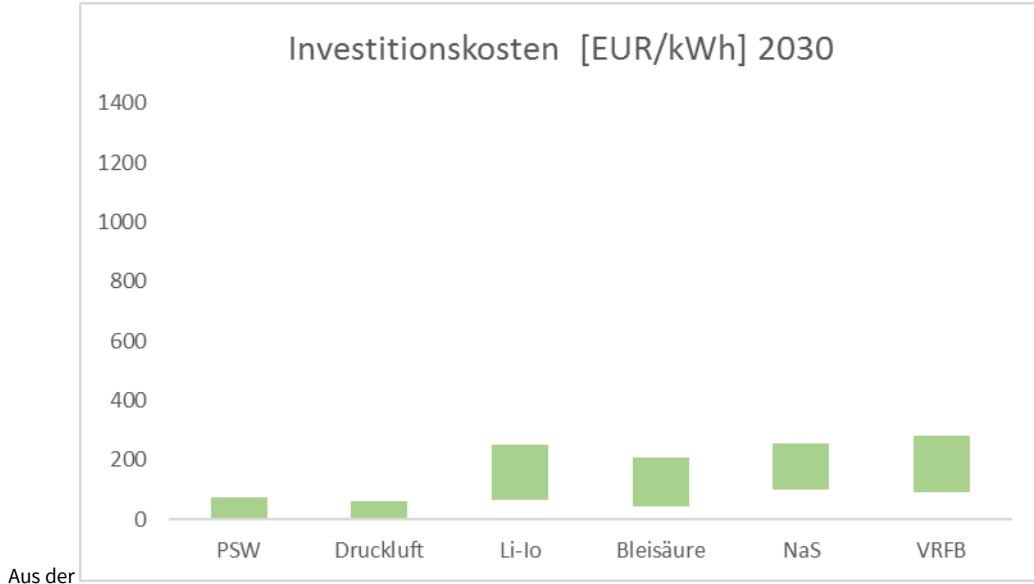
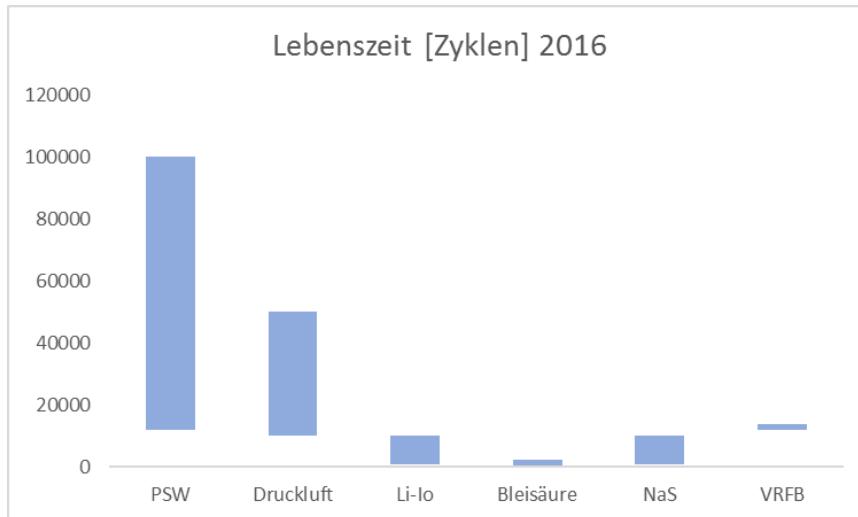


Abbildung 3-1 erkennt man das breite Spektrum der Investitionskosten für 2016 bei Batterien, das von 100 bis über 1000 EUR/kWh reicht⁴⁶. Auch das Spektrum bei Pumpspeichern und Druckluftspeichern reicht von einem einstelligen Betrag bis ca. 90 EUR/kWh, womit diese Technologien jedoch deutlich günstiger sind. Zwar wird eine erhebliche Reduktion der Kosten bei den Batterien erwartet, so dass die Investitionskosten der günstigsten Batterien an die der teuersten Pumpspeicher heranreichen.

Die Kosten müssen freilich auf die Lebenszeit der Anlagen verteilt werden. Abbildung 3-2 verdeutlicht die deutlich längere Lebenszeit von Pumpspeichern und Druckluftspeichern. Bei Pumpspeichern muss dabei nach 30 bis 40 Jahren die elektrische Technik erneuert werden; die Zyklenzahl ist hieran orientiert. Die baulichen Bestandteile eines Pumpspeichers haben eine noch längere Lebenszeit.



⁴⁶ Angaben in der Studie in USD, Umrechnung von USD zu EUR zum tagesaktuellen Umrechnungskurs EUR/USD = 1,159 (1.11.2021).

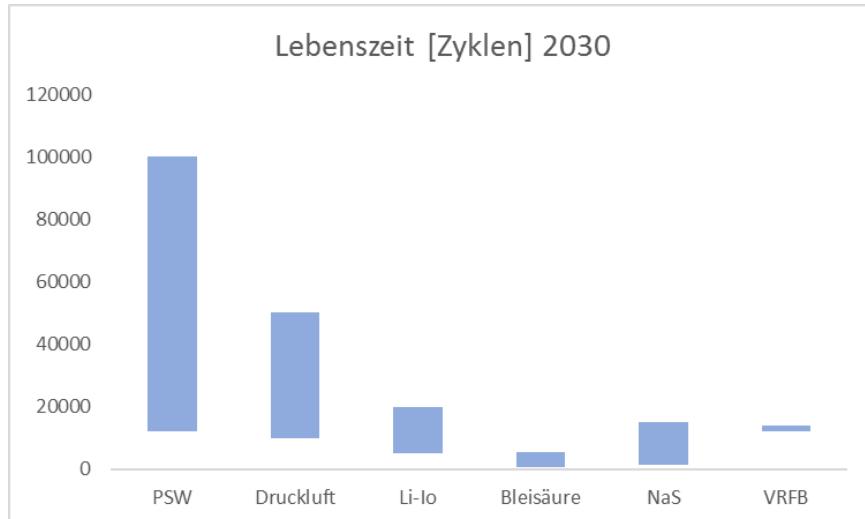


Abbildung 3-2 Übersicht Lebenszeit Speichertechnologien

Im Folgenden soll ein exemplarischer Kostenvergleich für zwei Speicheranwendungen ausgewertet werden. Dieser wurde mit einem Tool berechnet, dass IRENA zu seiner Speicherstudie von 2017 bereitstellt. Abbildung 3-3 zeigt die hiermit berechneten Kosten der Speicheranwendung für eine Energieverschiebung (wichtig für die EE-Integration), Abbildung 3-4 die Kosten der Bereitstellung von Sekundärregelleistung. Dabei werden in den Abbildungen Kostendegressionen für die gezeigten Batteriespeicher unterstellt, mit einer Entwicklung von 2016 bis 2030. In beiden Fällen ist der Kostenvorteil der Pumpspeicher klar erkennbar, wobei er im zweiten Fall geringer ausfällt als im ersten.

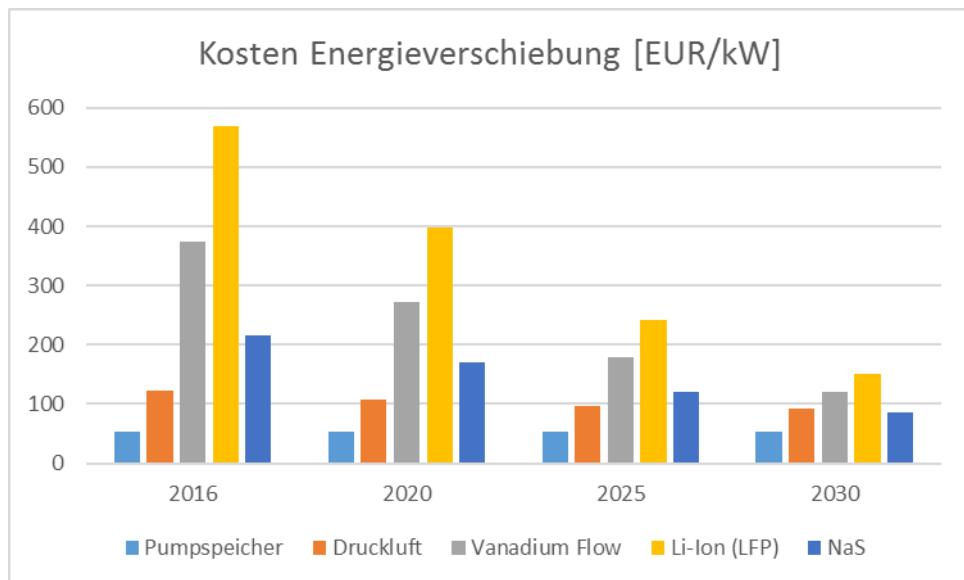


Abbildung 3-3 Kostenvergleich Energieverschiebung

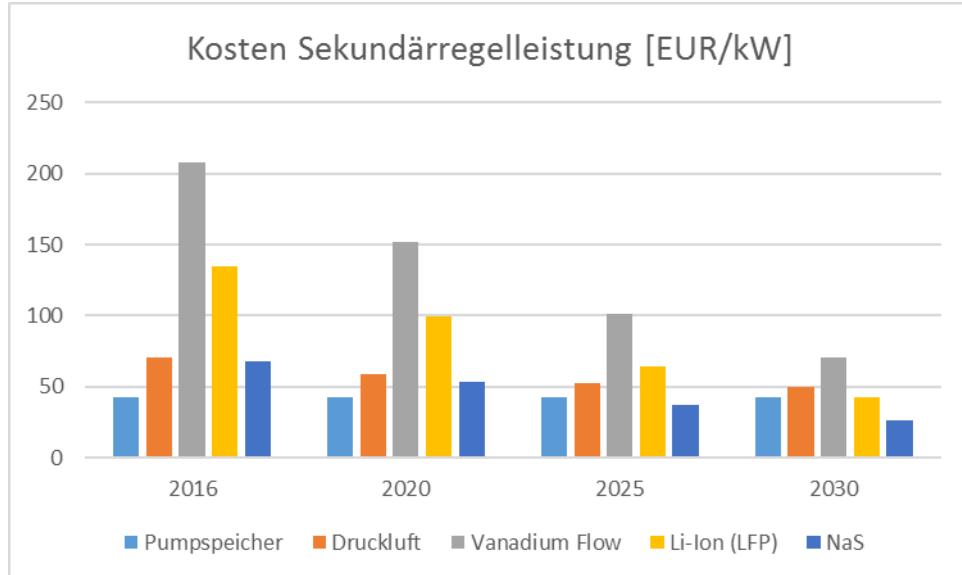


Abbildung 3-4 Kostenvergleich Sekundärregelleistung

Pumpspeicher sind die günstigste heute verfügbare Speichertechnologie

Neben Pumpspeichern können auch andere Stromspeicher zentrale Bedarfe des Stromsystems decken, darunter die Energieverschiebung, die Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien, Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen, Bilanzkreismanagement und Netzengpassmanagement.

Pumpspeicher haben jedoch einen Kostenvorteil: nur Druckluftspeicher sind annähernd so kostengünstig, stehen aber nur bei (selten vorkommenden) geologischen Bedingungen (ausreichend dichte unterirdische Kavernen) zur Verfügung. Große Batteriespeicher, die ähnliche Funktionen wie Pumpspeicher erfüllen können, sind auf absehbare Zeit deutlich teurer.

3.2.3 Rolle von Laststeuerung

Unter dem Begriff der Laststeuerung (engl. Demand Side Management DSM) versteht man eine Anpassung der Verbraucherseite an die (Restriktionen der) Energieerzeugung. Diese kann durch die Verbraucher selbst geschehen, wenn Industrie oder Haushaltskunden sie auf der Basis geeigneter Preissignale vornehmen. In Haushalten gelingt dies z.B. über zeitvariable Stromtarife als Anreiz für Einsparungen, wohingegen Industrie- und Gewerbekunden beispielsweise durch den Verkauf von vorher per Future erworbenen Strom am Spotmarkt in Hochpreisphasen DSM betreiben. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, dem Systemoperator, d.h. heute dem Übertragungsnetzbetreiber, die Schaltung der Last gegen eine vertraglich vereinbarte Vergütung zu gestatten. Sowohl auf dem Regelleistungsmarkt als auch bei anderen Systemdienstleistungen können Unternehmen mittels flexibler Prozesse (z.B. in der Produktion) dazu beitragen, Schwankungen in der Stromerzeugung auszugleichen, indem sie ihre Verbrauchsflexibilität vermarkten. Auf diese Weise kann Laststeuerung eine Reihe der in 3.2 dargestellten Bedarfe des Stromsystems decken, insbesondere bei der Systemintegration erneuerbarer Energien.

Bei der Betrachtung des Potentials für DSM muss man die Anwendungen und Prozesse im Haushalts- und Industriebereich prüfen. Prozesse, die sich besonders eignen, sind häufig Heiz- oder Kühlprozesse, da es

dort i.d.R. einen bestimmten Temperaturbereich gibt, in denen sich das System bewegen kann. Folgende Aufzählung gibt einen Überblick über Anwendungsfelder in verschiedenen Sektoren:

- Industrie
 - V.a. in Papier-, Metall-, Baustoff- und chemische Industrie, Holzproduktion
 - Raum- und Gebäudeklimatisierung,
 - Pumpen, Lüftungen, elektr. Maschinen, Kompressoren
 - Chemische Produktionsketten
 - Kühlhäuser und -aggregate,
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
 - Raum- und Gebäudeklimatisierung,
 - Pumpen, Lüftungen, elektr. Maschinen, Kompressoren,
 - Kühlhäuser und -aggregate,
 - Öfen, elektr. Warmwasser-aufbereitung, elektr. Wärmeenergie
- Haushalte
 - Kühl- und Gefrierschränke,
 - Wäschetrockner,
 - Raumklimatisierung, Umwälzpumpe/ Heizanlagen, elektr. Warmwasseraufbereitung

Studien wie die von Styczynski und Sauer⁴⁷ zeigen jedoch, dass das Potential von DSM vor allem im Bereich der kurzfristigen Nachfrageanpassung liegt. Dies gilt vor allem bei Haushalten und GHD, in denen eine Versorgungsunterbrechung von 5 bis 15 Minuten bei einer ganzen Reihe von Anwendungen möglich ist, nicht aber solche von 60 Minuten oder mehr (vgl. ebd. S. 11 bzw. S. 29). Der zitierte Anwendungsfall von Heiz- und Kühlsystemen macht dies anschaulich: eine kurzzeitige Abschaltung des Heiz- bzw. Kühlaggregats ist bei entsprechend guter Isolierung der Umgebung unproblematisch, eine längere führt zu Problemen bzw. zu Schäden (etwa durch den Verderb von Lebensmitteln in einem Kühlhaus). Bei industriellen Anwendungen sind prinzipiell auch längere Ab- und Zuschaltungen von Lasten möglich, allerdings bei steigenden Kosten, da ein längerer Ausfall bzw. Mehrnutzung von Produktionsketten i.d.R. zu einem zusätzlichen Bedarf an Lagerkapazität für Zwischen- oder Endprodukte führt, mit zusätzlichen Kosten. Die ESYS Studie identifiziert erheblichen Forschungsbedarf, sieht aber bei dem heutigen Wissensstand ein größeres industrielles DSM Potential auch auf ein bis zwei Stunden begrenzt.

Grundsätzlich kann DSM in den folgenden Bereichen zur Anwendung gelangen:

- Regelleistung, einschließlich Primär-, Sekundär und Minutenreserveleistung
- Netzengpassmanagement (Redispatch):
 - Übertragungsnetz: Nutzung zur Regelung der Verordnung abschaltbarer Lasten (AbLaV)
 - Verteilnetz: Zukünftig Einsatz in Flexibilitätsmärkten möglich
- Arbitrage im Großhandel via Future & Spotmarkt (Industrie)
- Bilanzkreismanagement: Reduktion der individuellen Ausgleichsenergiokosten
- Nutzung von Überschuss-Strom: in Verbindung mit Wärmespeichern kann in begrenztem Umfang Überschussstrom aus erneuerbarer Energie in Form von Wärme genutzt werden

Nach allgemeiner Auffassung wird das DSM Potential bislang noch nicht voll ausgeschöpft, wobei bestehende Anwendungen vor allem in der Industrie zu finden sind. Bei Haushalten und kleinen Unternehmen ist

⁴⁷ Styczynski und Sauer (2015): Demand-Side Management im Strommarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft (ESYS)

eine sinnvolle Beteiligung an den Märkten bzw. Funktionalitäten des Stromsystems nur über Intermediäre denkbar, die eine größere Zahl von Lasten bündeln, sogenannte Aggregatoren. Diese neue Marktfunktion ist in Deutschland bislang nur schwach entwickelt und hat insofern vermutlich noch Zukunftspotential. Allerdings ist die Akzeptanz von DSM bei Kleinverbrauchern unklar, denn Abschaltungen können u.U. die wahrgenommene Befindlichkeit beeinträchtigen.

Wie im Falle der Stromspeicher ist die Kostenbewertung auch bei DSM mit gewissen Schwierigkeiten verbunden. Vergleichsweise einfach ist die methodische Bestimmung der jährlichen Fixkosten: Diese setzen sich aus den annualisierten Investitionskosten (für die Installation der Steuerungstechnik) und fixen Betriebskosten (Kosten der Bewirtschaftung, Wartung & Reparaturen) zusammen. Die operativen Kosten von DSM sind hingegen schwer einschätzbar, denn sie hängen direkt von den jeweiligen Opportunitätskosten des Stromeinsatzes ab, die sich aus der spezifischen Anwendung ergeben. Ähnliches gilt für technische Effizienzverluste beim An- und Abfahren des Stroms.

Ein direkter Vergleich der Kosten von Pumpspeichern und DSM ist deshalb schwierig, vergleichbar sind allenfalls die Fixkosten. Abbildung 3-5 zeigt einen solchen Vergleich (er beruht auf Kloess (2012)⁴⁸ und Styczynski und Sauer (2015)). Demnach fallen die Fixkosten bei der Laststeuerung etwas geringer aus als bei Pumpspeichern, die sich jedoch in einer ähnlichen Größenordnung bewegen. Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass die Studie von und Styczynski und Sauer (2015) zukünftige Kosten abschätzt, während die Kosten für Pumpspeicher sich auf die Gegenwart beziehen.

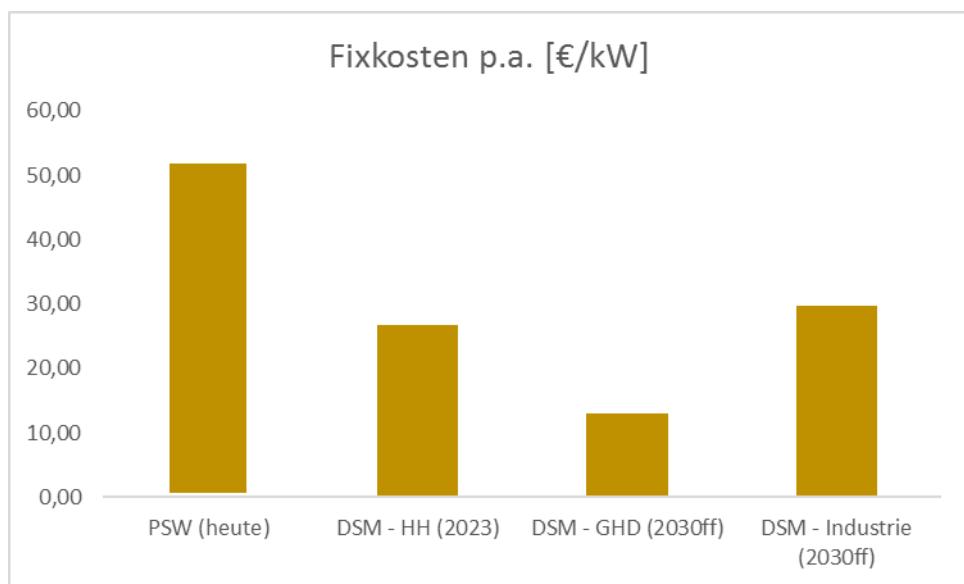


Abbildung 3-5: Vergleich der jährlichen Fixkosten

⁴⁸ Kloess, M. (2012): Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien, Beitrag zum 12. Symposium Energieinnovation, Graz

Laststeuerung (DSM) kann Flexibilität zum System beitragen, nicht aber in der vollen Funktionalität von Stromspeichern

Neben Speichern kann auch Laststeuerung (DSM) perspektivisch einen wichtigen Beitrag zur Deckung der zukünftigen Bedarfe des Stromsystems leisten, darunter in Regelleistungsmärkten, beim Engpass- und beim Bilanzkreismanagement. Überschuss-Strom auf Basis von EE-Erzeugung kann in Verbindung mit Wärmespeichern als Wärmeenergie genutzt werden. Doch nur die kurzfristig verfügbare Laststeuerung – im Bereich von 5 bis 15 Minuten ist absehbar technisch verfügbar und günstig. Vor allem bei Lastabschaltungen über einer Stunde reduziert sich das Potential erheblich bzw. steigen die Kosten stark an. Damit sind Speicher mit einer mehrstündigen Einspeisekapazität den meisten DSM Maßnahmen überlegen.

4 Rolle des Energiespeicher Riedl im zukünftigen Stromsystem

4.1 Verortung des Energiespeicher Riedl und wesentliche technische Kenngrößen

Der Energiespeicher Riedl soll an der deutsch-österreichischen Grenze in der niederbayrischen Gemeinde Untergriesbach im Landkreis Passau entstehen. Durch die Lage direkt an der deutsch-österreichischen Grenze, wobei die Donau an dieser Stelle die Staatsgrenze darstellt, hat der geplante Energiespeicher Riedl einen besonderen Einfluss sowohl auf das deutsche als auch das österreichische und darüber hinaus auf das europäische Stromsystem.

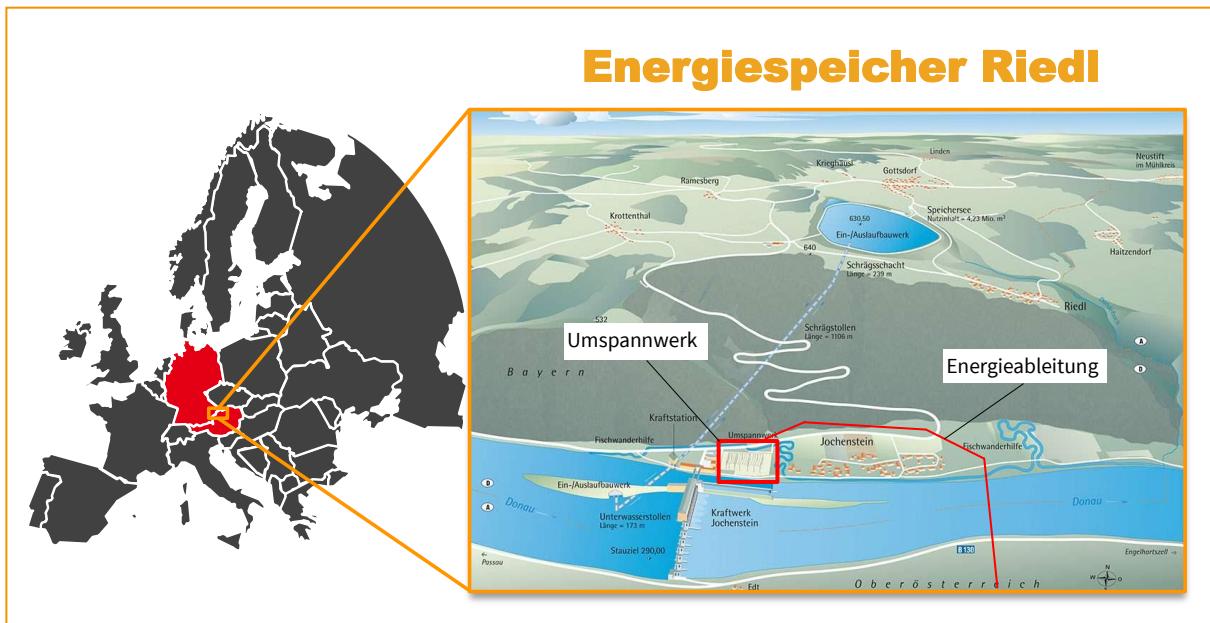


Abbildung 4-1 Verortung des Energiespeicher Riedl, Quelle: Verbund AG⁴⁹

Auf einer Anhöhe nahe der Ortschaft Riedl oberhalb der Donau soll in einer natürlichen Geländemulde ein 4,23 Mio. m³ Wasser fassender Speichersee für das Kraftwerk entstehen. Speichersee und Donau werden zur Wasserentnahme und -abgabe über ein unterirdisch verlaufendes Stollensystem miteinander verbunden. Die beiden als Pumperturbinen ausgelegten Maschinensätze des Energiespeicher Riedl verfügen zusammen genommen über eine Leistung von 300 MW. Die Maschinensätze werden jeweils in einem unterirdischen Schacht nahe des bestehenden Laufwasserkraftwerks Jochenstein errichtet. Nach Abschluss einer mehrjährigen Planungs- und Bauphase soll der Energiespeicher bis zum Ende dieses Jahrzehnts in Betrieb genommen werden. Im Pumpbetrieb der Maschinensätze wird Wasser aus der Donau entnommen und eine Höhendifferenz (mittlere Bruttofallhöhe) von knapp 330 Metern zwischen Donau und Speichersee überbrückt. Aufgrund der günstigen geographischen Lage und der Donau, als verfügbares Wasserreservoir, kann für den Betrieb des Speichers auf die Errichtung eines Unterbeckens gänzlich verzichtet werden. Bei vollem Speichersee steht über die potentielle Energie der eingespeicherten Wassermengen ein Energiegehalt von knapp

⁴⁹Verbund (2021)

3.500 MWh für den Speicherbetrieb zur Verfügung. Durch das gezielte Ablassen von Wasser aus dem Oberbecken kann über die Turbinen des Energiespeicher Riedl Strom erzeugt werden. Das Wasservolumen des Speichersees reicht bei Einsatz der Turbinen unter maximaler Leistung für einen Betriebszeitraum von mehr als 11 Stunden. Der Speichervorgang des Energiespeicher Riedl gestaltet sich bei einem Wälzwirkungsgrad⁵⁰ von 80 Prozent gegenüber anderen großtechnischen Energiespeichern sehr effizient.

Der Energiespeicher Riedl würde beginnend auf deutschem Staatsboden über eine bestehende 220 kV Doppelleitung an das Stromnetz angeschlossen (siehe Abbildung 4-2). Diese Doppelleitung kreuzt in ihrem weiteren Verlauf mehrfach die deutsch-österreichische Staatsgrenze und ist teilweise im Eigentum des deutschen Übertragungsnetzbetreibers TenneT. Aufgrund der historisch bedingten Netztopologie mündet diese Doppelleitung, die auch bereits heute die Energie des Laufwasserkraftwerks Jochenstein und dem Innkraftwerk Schärding / Neuhaus abführt, im Umspannwerk St. Peter. Hierdurch würde die Einspeiseleistung im Turbinenbetrieb bzw. die Leistungsentnahme im Pumpbetrieb mit einer direkten Wirkung auf den österreichischen Netzknopen St. Peter, unmittelbar an der deutsch-österreichischen Grenze, führen. Vom Netzknopen St. Peter sind es geographisch etwa 1,9 km bis zur deutschen Staatsgrenze, wobei der Netzknopen St. Peter den letzten Netzknopen auf österreichischer Seite vor der Grenze zu Deutschland darstellt, sodass eine unmittelbare „elektrische Nähe“ zum deutschen Übertragungsnetz vorliegt.

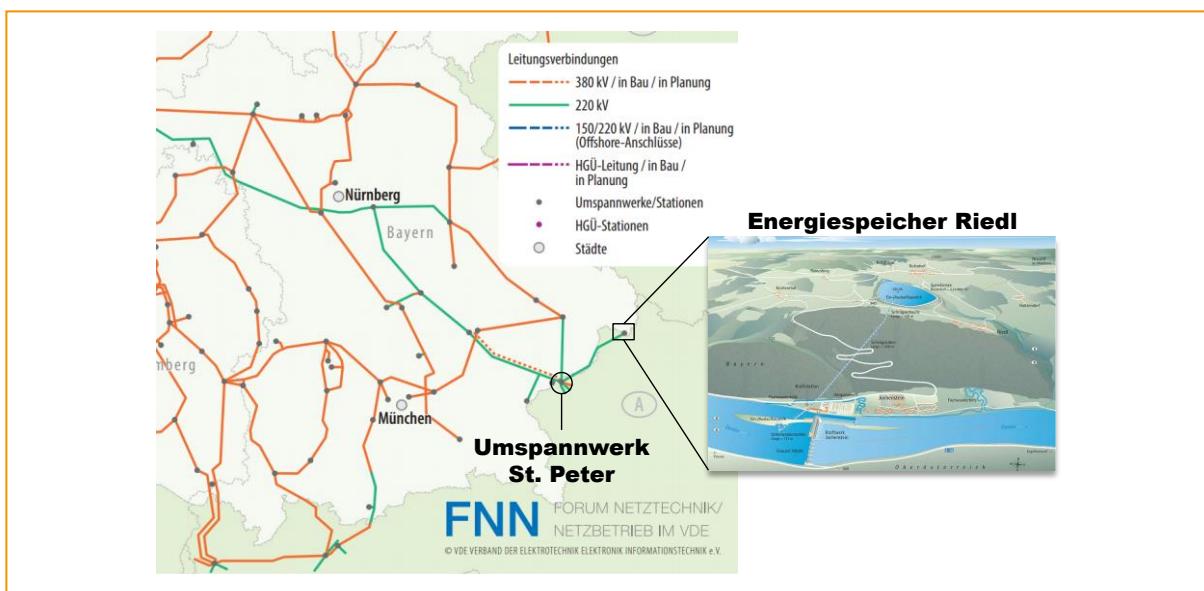


Abbildung 4-2 Verortung des PSW Riedl im Übertragungsnetz, Eigene Darstellung auf Basis der VDE-Netzkarte⁵¹

Der Energiespeicher Riedl kann mit seinen Möglichkeiten sowohl in marktdienlichen als auch netz- und systemdienlichen Aspekten zur europäischen und im Besonderen zur deutschen und österreichischen Transformation zu einem effizienten, klimaneutralen und sicheren Energiesystem beitragen.

⁵⁰ Gesamtwirkungsgrad für Turbinen- und Pumpbetrieb

⁵¹ Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (2020)

Unter marktdienlichen Aspekten wird im Rahmen dieses Gutachtens die Teilnahme des Energiespeicher Riedl am Spotmarkt und das damit verbundene Potential an erhöhter marktlicher Integration der Einspeisung von erneuerbaren Energien sowie das CO₂-Einsparungspotential verstanden und entsprechend im folgenden Kapitel 4.2 beschrieben.

Kapitel 4.3 legt den Fokus auf die netz- und systemdienlichen Aspekte, in denen der Energiespeicher Riedl aufgrund seiner speziellen Lage zur Energiewende beitragen kann. Dabei erfolgt eine qualitative Einordnung des Potentials des Energiespeicher Riedl für unterschiedliche Systemdienstleistungen. Dies umfasst Aspekte der Behebung von deutschen Netzengpässen, Beiträge zur Frequenzstützung durch Bereitstellung von Regelarbeit und Momentanreserve sowie weitere Beiträge zur Systemstabilität hinsichtlich der Spannungshaltung und Versorgungssicherheit bspw. in Form der Schwarzstartfähigkeit.

4.2 Marktdienliche Aspekte des Energiespeicher Riedl

Die gewählte Methode und Vorgehensweise, um die marktdienlichen Aspekte des Energiespeicher Riedl aufzuzeigen, sind in Kapitel 4.2.1 zusammengefasst.

Der in Kapitel 4.2.2 skizzierte Szenariorahmen greift die in Kapitel 2 adressierten Herausforderungen auf und stellt das für die Analyse zugrunde liegende quantitative Energiemarktszenario vor.

Gegenstand der Ausführungen in den Kapiteln 4.2.3 bis 4.2.5 ist vor diesem Hintergrund die Analyse der marktdienlichen Aspekte einer Systemintegration des Energiespeicher Riedl ab dem Jahr 2030. Im Fokus der Betrachtung steht dabei insbesondere der Einsatz und Mehrwert des Energiespeichers am Strommarkt, die Marktintegration erneuerbarer Einspeisung sowie das Potential zur Reduktionsminderung von CO₂-Emissionen im europäischen Stromsystem.

4.2.1 Methode und Vorgehensweise

Um die marktdienlichen Aspekte des Energiespeicher Riedl ab seiner geplanten Inbetriebnahme aufzuzeigen, erfolgt einerseits eine modellgestützte Analyse des europäischen Strommarktes mit dem Fokus auf Deutschland und Österreich und andererseits darauf aufbauend eine detaillierte Einsatzoptimierung des Energiespeicher Riedl im Zeitverlauf von 2030 bis 2050. Der schrittweise Aufbau der Methode ist in Abbildung 4-3 dargestellt.

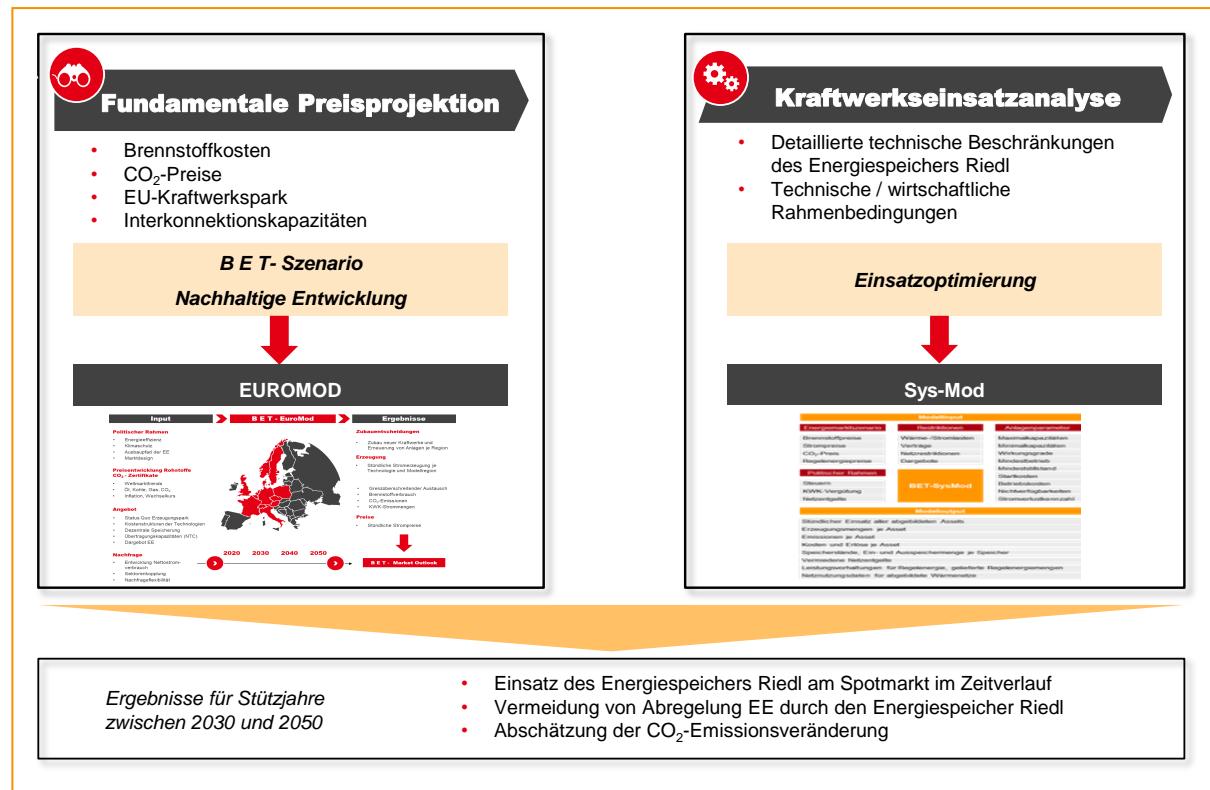


Abbildung 4-3 Übersicht zum methodischen Ansatz zur Evaluierung der marktdienlichen Aspekte

Das fundamentale Energiemarktmodell *B E T-EuroMod* bildet die Grundlage der Analyse des europäischen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Energiesystems in Europa (siehe Appendix für Detailbeschreibungen). Die Stützstellen der Modellierung bilden ab der geplanten Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl im Jahr 2030 Fünfjahresintervalle im Zeithorizont bis zum Jahr 2050. Herzstück des Modells ist eine Minimierung der europäischen Stromerzeugungskosten bestehend aus Kraftwerksausbau- und Kraftwerkseinsatzentscheidungen unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Stromübertragungsmöglichkeiten und der Deckung der Stromnachfrage als zentrale Nebenbedingung. Weitere Randbedingungen mit Rückwirkungen auf das Stromsystem wie die Sektorenkopplung in Form der Elektromobilität, Power-to-Heat, Nachfrageflexibilität und europäischer Wasserstoffproduktion finden ebenfalls im Modell Berücksichtigung. Das Modell ermöglicht die Ermittlung von stündlichen Stromgroßhandelspreisen für die Stützjahre bis zum Jahr 2050.

Die Modellierung im Fundamentalmodell erfolgt zunächst ohne Berücksichtigung des Energiespeicher Riedl. Insbesondere die sich in diesem Szenario aus dem Einsatz der europäischen Kraftwerke ableitende Entwicklung der Spotpreisvolatilität und der marktbasierten Abregelung von erneuerbaren Energien in Deutschland und Österreich können als erste Indikatoren für den Mehrwert von Flexibilitätsoptionen wie bspw. einem Pumpspeicherkraftwerk herangezogen werden. Die wesentlichen Eingangsgrößen und Kernergebnisse der Modellierung werden über einen konsistenten Szenariorahmen zusammengefasst und in Kapitel 4.2.2 nachfolgend erläutert.

Um den spezifischen technischen und ökonomischen Einsatzrestriktionen des Energiespeicher Riedl detailliert Rechnung zu tragen und den Mehrwert für Deutschland, Österreich und Europa darzulegen, erfolgt da-

ran ansetzend eine Optimierung des Einsatzes des Energiespeicher Riedl gegen die zuvor fundamental ermittelten Spotmarktpreise. Über das Modell *B E T-Sys-Mod* wird die technische Struktur (siehe Kapitel 4.1) des Energiespeicher Riedl in Form eines Referenzenergiesystems als Netzwerk von Prozessen abgebildet (siehe Appendix für Detailbeschreibungen von *B E T-Sys-Mod*). Die nachgeschaltete Kraftwerkseinsatzoptimierung ermöglicht es, dabei insbesondere für den operativen Betrieb des Energiespeichers detailliert Durchflussmengen, Becken- und Wasserrestriktionen sowie Verfügbarkeiten aufgrund von Revisionen und Pegelständen der Donau in der Analyse zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund unterliegt insbesondere die Wasserentnahme und -abgabe aus bzw. in die Donau Einschränkungen, welche für den Einsatz des Speichers zu berücksichtigen sind. So ist eine weitere Wasserentnahme aus der Donau bei niedrigem Wasserpegel⁵² ausgeschlossen. Gleichermaßen ist eine Speicherentladung bei Hochwasser der Donau⁵³ nicht möglich. Die konkrete Parametrierung sowie die berücksichtigten Einsatzrestriktionen sind im Anhang aufgeführt (siehe Appendix)

Tabelle 0-1 und Abbildung 0-2).

Im Ergebnis dieser technisch-wirtschaftlichen Analyse wird der Mehrwert des Energiespeicher Riedl für Deutschland, Österreich und Europa erhoben. Wesentliche Auswertungsgrößen der Kraftwerkseinsatzoptimierung ab dem Inbetriebnahme-Datum im Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 sind dabei:

- Einsatz am Strommarkt aufgrund volatiler Strompreise
- Erhöhte Integration der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien
- Einsparung von CO₂-Emissionen durch den Einsatz des Energiespeicher Riedl

4.2.2 Überblick Energiemarktszenario

Die in Kapitel 2 dargelegten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen und Herausforderungen erfahren aktuell sowohl auf deutscher Seite mit der Novellierung des Klimaschutzgesetzes und der Verabschiedung des EEG 2021, als auch auf österreichischer Seite mit der Einführung des EAG eine Forcierung.

Das für die Modellierung gewählte Energiemarktszenario greift die in Kapitel 2.2 beschriebenen energiepolitischen Ziele für Europa, Deutschland und Österreich auf. Dabei stellt das gewählte Szenario „nachhaltige Entwicklung“ ein *B E T*-Standardenergiemarktszenario dar, welches regelmäßig in den Beratungsprojekten von *B E T* zum Einsatz kommt. Das Szenario ist dabei als Zielszenario aufgebaut, welches potentielle Pfade zur Erreichung des Pariser Klimaabkommens aufzeigt. Im Kontext des sogenannten „EU-Green-Deal“ ist es bereits zu einer deutlichen Verschärfung klimapolitischer Zielsetzungen gekommen. Ein auch auf nationalstaatlicher Ebene rechtsverbindlicher Rahmen wird in diesem Kontext derzeit über das „EU-Klimagesetz“ geschaffen⁵⁴. Der gewählte Szenariorahmen versucht, die kommenden Verschärfungen auf EU- und nationalstaatlicher Ebene bereits zu antizipieren.

Aufgrund der Lage des Energiespeicher Riedl kommt den energiepolitischen Entwicklungen in Deutschland und Österreich für die marktdienlichen Analysen eine besondere Bedeutung zu, sodass diese im Folgenden näher erläutert werden.

⁵² Grenzwert bei 680 m³/s

⁵³ Grenzwert bei 4.150 m³/s

⁵⁴ Europäische Kommission (2021)

Für Deutschland steht mittelfristig die über das novellierte Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) festgelegte Reduktion der nationalen Emissionen um mindestens 65 % im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 im Fokus des Szenarios⁵⁵. Wesentliche Maßnahme zur Erreichung des gesetzten Zielrahmens ist dabei die nach dem Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2021) vorgesehene Steigerung der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf mehr als 65 % bis zum Jahr 2030⁵⁶. Langfristig ist dann das über das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) ausgerufene Ziel der Treibhausgasneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 impulsgebend für den Szenarioaufbau⁵⁵. Die Entwicklungsprojektion des österreichischen Strommarktes ist auf das über das jüngst beschlossene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) vom 07.07.2021 festgelegte Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2040 ausgerichtet⁵⁷. Auch in Österreich spielt dabei in der mittleren Frist der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung eine Schlüsselrolle. Ausgehend von einem Anteil von knapp 73,1 % der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in 2018 soll nach EAG schon bis zum Jahr 2030 der Stromverbrauch in Österreich bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden^{58, 57}.

Stromverbrauch und Kraftwerkspark

Die Einhaltung des aufgezeigten klimapolitischen Zielrahmens zeigt für Deutschland und Österreich Rückwirkungen auf die Entwicklung des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050. Abbildung 4-4 stellt die über das Szenario angenommene Lastentwicklung jeweils dar.

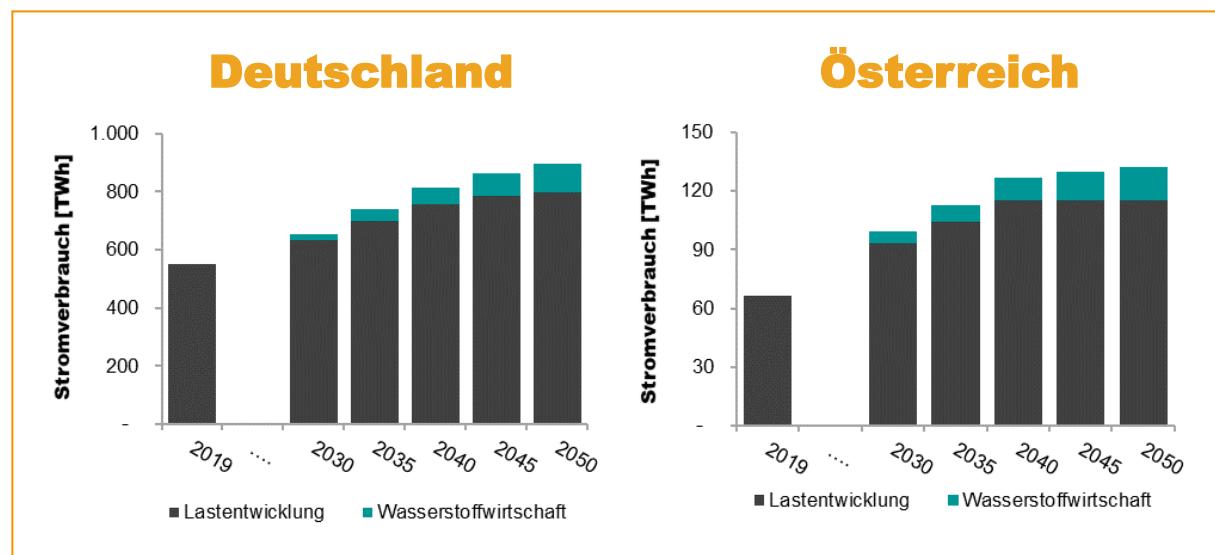


Abbildung 4-4 Lastentwicklung in Deutschland und Österreich in Anlehnung an Netzentwicklungspläne Deutschland/Österreich, Ten Years Network Development Plan, ENTSO-E

Wesentliche Treiber des ansteigenden Lastverlaufs in Deutschland und Österreich sind eine zunehmende Sektorenkopplung und die langfristige Nutzung erneuerbarer Stromerzeugung für Transport (Elektromobilität) und Wärmeversorgung (Power-to-Heat). Die diesen Entwicklungen entgegenzusetzenden Effizienzgewinne bei herkömmlichen Stromverbrauchern reichen bei weitem nicht aus, um den Nachfragezuwachs zu

⁵⁵ KSG §3 Abs. 2

⁵⁶ EEG §1 Abs. 2

⁵⁷ EAG §4 Abs. 1

⁵⁸ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2020)

kompensieren. Mit der weitgehenden Dekarbonisierung Deutschlands bis zum Jahr 2045 und Österreichs bis zum Jahr 2040 ist auch die Transformation einzelner Verbrauchssektoren weitgehend abgeschlossen, sodass es in der Folge nur noch zu einem abgeflachten Lastzuwachs kommt.

Die Nutzungsmöglichkeiten von erneuerbarem Strom zur Herstellung von CO₂-neutralen Gasen und insbesondere von Wasserstoff bilden ein weiteres Zuwachsssegment des Stromverbrauchs. In Deutschland gibt die nationale Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030 den Ausbau von 5 GW Elektrolysekapazität vor⁵⁹. Der daraus hervorgehende zusätzliche Strombedarf von bis zu 20 TWh steigert sich mit dem nachfolgend fortlaufenden Ausbau von 5 GW Elektrolysekapazität im Turnus von je fünf Jahren⁶⁰ auf insgesamt 100 TWh bis zum Jahr 2050. Ausgehend von 552 TWh im Jahr 2019 nimmt der Stromverbrauch in Deutschland in Summe auf knapp 900 TWh bis zum Jahr 2050 zu⁶¹. Auch Österreich sieht über das EAG die Steigerung der inländischen Erzeugung von CO₂-neutralen Gasen auf 5 TWh bis zum Jahr 2030 vor⁶². Der angenommene Zubau von 1,5 GW Elektrolysekapazität in Österreich bis zum Jahr 2030 zahlt auf diese Zielsetzung ein und deckt knapp 4 TWh mit der Erzeugung von grünem Wasserstoff ab⁶³. Bis zum Jahr 2050 steigt der Stromverbrauch durch Elektrolyse in Österreich auf 17 TWh an. In der Gesamtbilanz ergibt sich somit ein von knapp 70 TWh⁶⁴ im Jahr 2019 ausgehender und bis zum Jahr 2050 auf 127 TWh anwachsender Stromverbrauch⁶⁵.

Steigender Stromverbrauch sowie die abgesteckten klimapolitischen Ziele stellen Anforderungen an eine Transformation des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks zur Erzeugung von erneuerbarem Strom. Besonders hohe Zubaupotentiale erneuerbarer Stromerzeugung sind sowohl für Deutschland als auch für Österreich im Bereich der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik zu verorten. Abbildung 4-5 zeigt die angenommene Entwicklung dargebotsabhängiger Stromerzeugungsleistung für Deutschland und Österreich auf.

⁵⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020)

⁶⁰ Maximalziele für den Zubau von Elektrolyseuren gemäß der nationalen Wasserstoffstrategie

⁶¹ AG Energiebilanzen (2021)

⁶² EAG §4 Abs. 1

⁶³ Die verbleibende TWh wird durch Erzeugung biogener Gase bereitgestellt.

⁶⁴ Abzüglich Kraftwerkseigenverbrauch

⁶⁵ E-Control (2020)

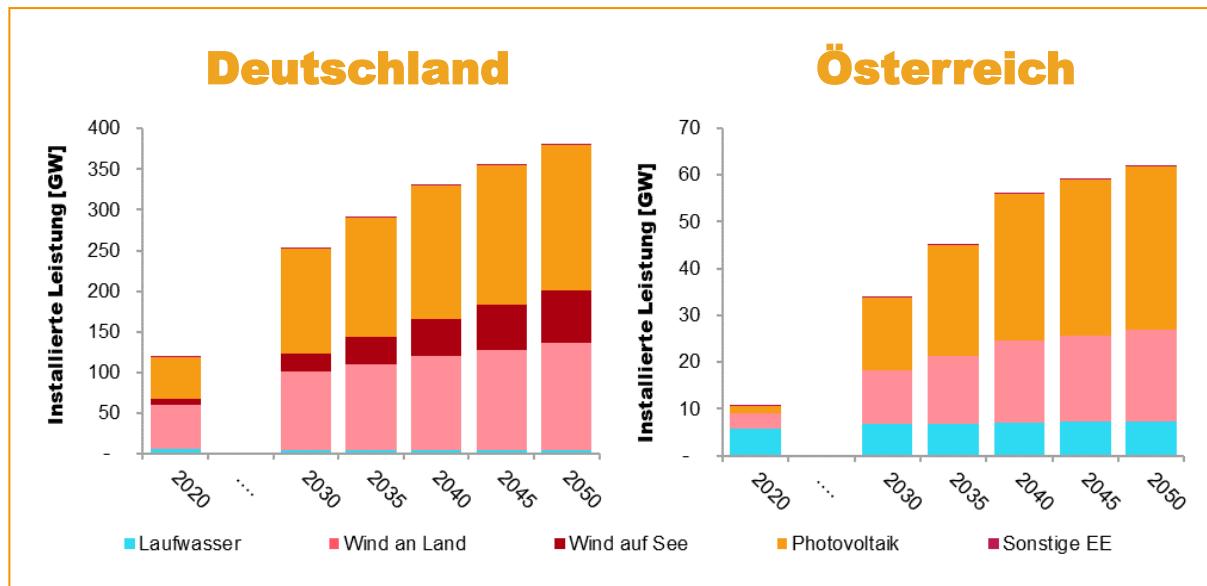


Abbildung 4-5 Entwicklung dargebotsabhängiger Erzeugungskapazität in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Bundesnetzagentur, 2021, SMARD-Plattform, Historie Österreich: E-Control, 2020, Betriebs- und Bestandsstatistik

Um die ambitionierten Klimaziele des novellierten Klimaschutzgesetzes einzuhalten und bis zum Jahr 2045 eine vollständige Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung sicherzustellen, verläuft insbesondere der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik in Deutschland bis zum Jahr 2030 oberhalb der Zielsetzungen des EEG 2021 und des Windenergie auf See Gesetzes^{66, 67, 68}. Die installierte Leistung aus Laufwasser, Wind an Land, Wind auf See, Photovoltaik und sonstigen erneuerbaren Energien verdreifacht sich von 138 GW im Jahr 2020 auf knapp 400 GW im Jahr 2050⁶⁹. Die installierte Leistung der aufgeführten dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien beläuft sich in Österreich im Jahr 2020 auf circa 11 GW wovon 53 % auf Laufwasserkraftwerke entfallen⁶⁵. Die Zielsetzung des EAG bis zum Jahr 2030 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bilanziell auf 100 % des Gesamtstromverbrauchs zu steigern, gibt in Abhängigkeit der aufgezeigten Lastentwicklung den Ausbaupfad dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugungskapazitäten vor. Da Zubaupotentiale der Laufwasserkraftwerke schon im Status quo weitreichend genutzt sind, entfällt auch für Österreich ein hoher Anteil des künftig notwendigen Zubaus auf Windenergie und Photovoltaik. Die installierte Leistung aus Laufwasser, Windenergie, Photovoltaik und sonstigen erneuerbaren Energien nimmt so in Summe auf über 70 GW bis zum Jahr 2050 zu.

Um auch künftig wetterbedingte Einspeiseschwankungen aus erneuerbaren Energien auszugleichen und einen fortwährenden Ausgleich von Stromerzeugung- und -bedarf sicherzustellen, wird auch weiterhin regelbare Kraftwerkskapazität benötigt. Besonders thermische Kraftwerke aber auch Pumpspeicher- und Spei-

⁶⁶ EEG §4

⁶⁷ WindSeeG §1 Abs. 2

⁶⁸ Die Ausbaupfade des EEG 2021 referenzieren noch auf einen Stromverbrauch von 580 TWh bis zum Jahr 2030. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat bereits am 13.07.2021 eine Aktualisierung der Verbrauchsprognose auf 645-655 TWh veröffentlicht (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021, Pressemitteilung). Die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien sind noch nicht dahingehend angeglichen worden. Das Szenario antizipiert mit einem Stromverbrauch von knapp 650 TWh im Jahr 2030 bereits diese Entwicklung und erforderliche Anpassung der Ausbaupfade der erneuerbaren Energien.

⁶⁹ Bundesnetzagentur (2021)

cherwasserkraftwerke ermöglichen durch gute Lager- bzw. Speichermöglichkeiten des eingesetzten Energieträgers einen regelbaren Betrieb. Abbildung 4-6 führt die zeitliche Entwicklung dieser disponiblen Kapazitäten für das Szenario auf.

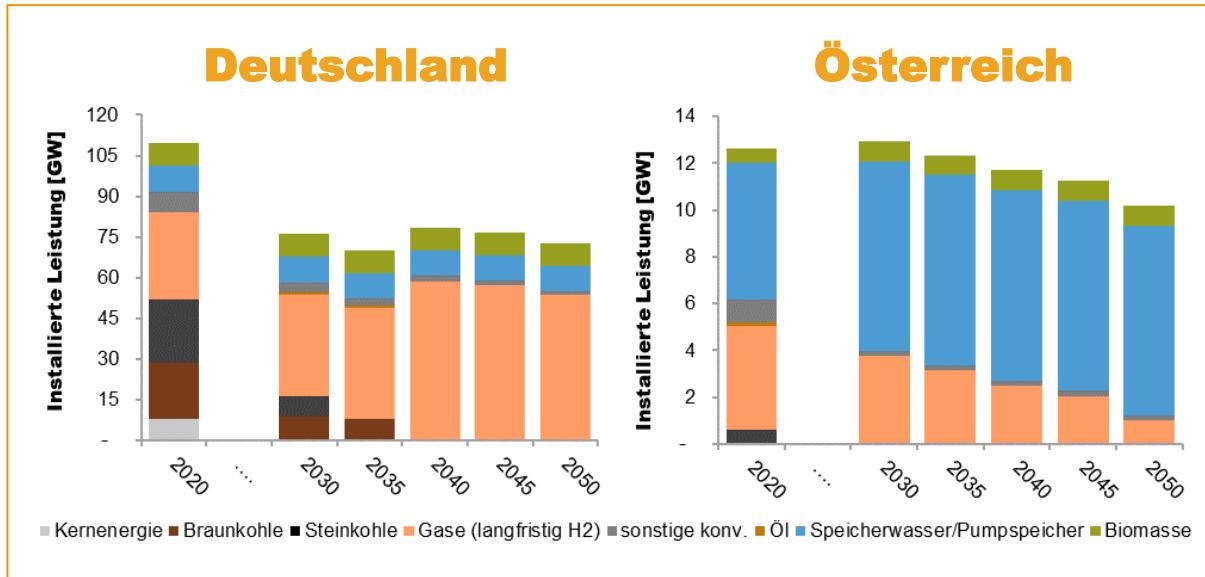


Abbildung 4-6 Entwicklung disponibler Erzeugungskapazität in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Bundesnetzagentur, 2021, SMARD-Plattform, Historie Österreich: E-Control, 2020, Betriebs- und Bestandsstatistik

In Deutschland entfallen im Jahr 2020 knapp 84 % der 109 GW regelbarer Kapazität auf den Betrieb konventioneller Kraftwerke⁷⁰. Mit dem deutschen Kernenergieausstieg bis Ende des Jahres 2022 und dem Rückbau konventioneller Kraftwerke nimmt die disponibile Kapazität schon kurzfristig signifikant ab. Der deutsche Ausstieg aus der Kohleverstromung folgt gemäß dem „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz“ einem kontinuierlichen Pfad und ist im Szenario zum frühesten Zeitpunkt bis Ende des Jahres 2035 vollständig abgeschlossen⁷¹. Flexible Gas-kraftwerke dominieren somit schon bis zum Jahr 2030 den Anteil der disponiblen Kraftwerkskapazität. Die Zielsetzung einer vollumfänglichen Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung bis spätestens zum Jahr 2045 bedingen langfristig den Einsatz grüner- und CO₂ neutraler Gase zur Stromerzeugung. Da Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse und der Zubau weiterer Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke geographisch in Deutschland limitiert sind, werden auch langfristig knapp 60 GW an Wasserstoff-Kraftwerkskapazität benötigt, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abzusichern. Auch die regelbare Stromerzeugung ist in Österreich durch Wasserkraftwerke in Form von Speicherwasser- und Pumpspeichern dominiert. Der Einfluss der Wasserkraft auf die disponiblen Kraftwerkskapazitäten nimmt im Zeitverlauf mit dem Rückbau konventioneller Kraftwerke erheblich zu. So entwickelt sich die disponibile Erzeugungskapazität in Österreich zwar von 13 GW in 2020 auf 10 GW in 2050 insgesamt leicht rückläufig, der Anteil der Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke daran allerdings von 47 % auf 75 % zunehmend. Im Rahmen des Szenarios wurden entsprechend auch weitere bestehende und neue Speicher- und Pumpspeicherkapazitä-

⁷⁰ Bundesnetzagentur (2021)

⁷¹ Kohleausstiegsgesetz §47

ten gemäß des österreichischen Netzentwicklungsplans berücksichtigt. Zudem setzen auch in Österreich klimapolitische Vorgaben spätestens ab dem Jahr 2040 Anforderungen an die ausschließliche Verwendung grüner- und CO₂-neutraler Gase für die Stromerzeugung voraus.

Neben dem Einsatz regelbarer Erzeugungskapazität liefert die zunehmende Kopplung der Sektoren Transport, Wärme und Wasserstofferzeugung mit dem Stromsektor zusätzliche Systemflexibilität zum Ausgleich witterabhängiger erneuerbarer Erzeugung. Abbildung 4-7 führt die angenommene Entwicklung der nutzbaren installierten Leistung für Batteriespeicher, Elektrolyse und Lastmanagement auf.

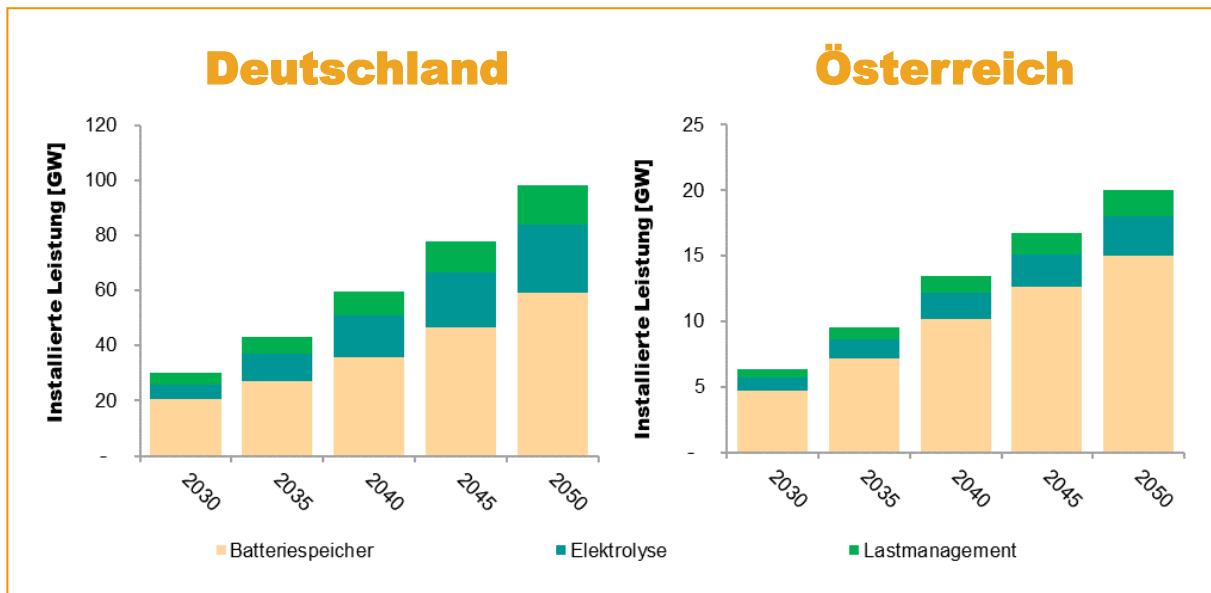


Abbildung 4-7 Entwicklung von Batteriespeicherung, Elektrolyse und Lastmanagement in Deutschland und Österreich

Wie in Abschnitt 3.2.3 bereits angeführt, spielt künftig die Nutzung von nachfrageseitiger Flexibilität in Form von Laststeuerung (Demand Side Management) eine wichtige Rolle. Grundlage für die Erschließung bestehender Potentiale und den Lastverzicht bzw. die Lastverschiebung von Stromverbrauchern sind dabei Strompreisspitzen. Eine Ableitung von Lastmanagementpotentialen wird auf Ebene von Deutschland und Österreich approximativ anhand der Entwicklung der Jahreshöchstlast vorgenommen ⁷².

Eine weitere wichtige Komponente in der Nutzung von Systemflexibilität kann künftig durch die Nutzung dezentraler Batteriespeichersysteme bereitgestellt werden. Bereits aktuell werden schon knapp 55 % der PV-Aufdachanlagen in Kombination mit dezentralen Batteriespeichern ausgerüstet ⁷³. Langfristig ist davon auszugehen, dass dieser Anteil nochmals deutlich steigen wird. In Kombination mit der gezielten Be- und Entladung von Elektroautos können den Strommärkten im Zuge der Transformation der Energieversorgung künftig weitere Flexibilitätspotentiale in signifikantem Umfang zur Verfügung stehen. Mit dem bereits angeführten Ausbau inländischer Elektrolysekapazitäten in Deutschland und Österreich kann insbesondere Überschusserzeugung aus erneuerbaren Energien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden. Die Entwicklung der installierten Elektrolyseleistung folgt für Deutschland und Österreich bestehenden nationalen Zielsetzungen (siehe Abschnitt Stromverbrauch und Kraftwerkspark). Zusammengenommen steigt die

⁷² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019)

⁷³ BVES und RWTH (2019)

installierte Leistung der angeführten Flexibilitätsoptionen in Deutschland und Österreich bis zum Jahr 2050 erheblich auf 100 GW bzw. 20 GW an.

Commodity-Preise

Neben den politischen Zielsetzungen ist für die Entwicklung des Kraftwerksparks und dessen Einsatz in Deutschland und Österreich die Entwicklung von Rohstoff- und Energiemärkten ein wesentlicher, bestimmender Treiber. Abbildung 4-8 bildet die Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate, Steinkohle und Gas für das Szenario bis zum Jahr 2050 ab. Alle ökonomischen Rahmendaten, Energiepreise, CO₂-Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2021 ausgewiesen.

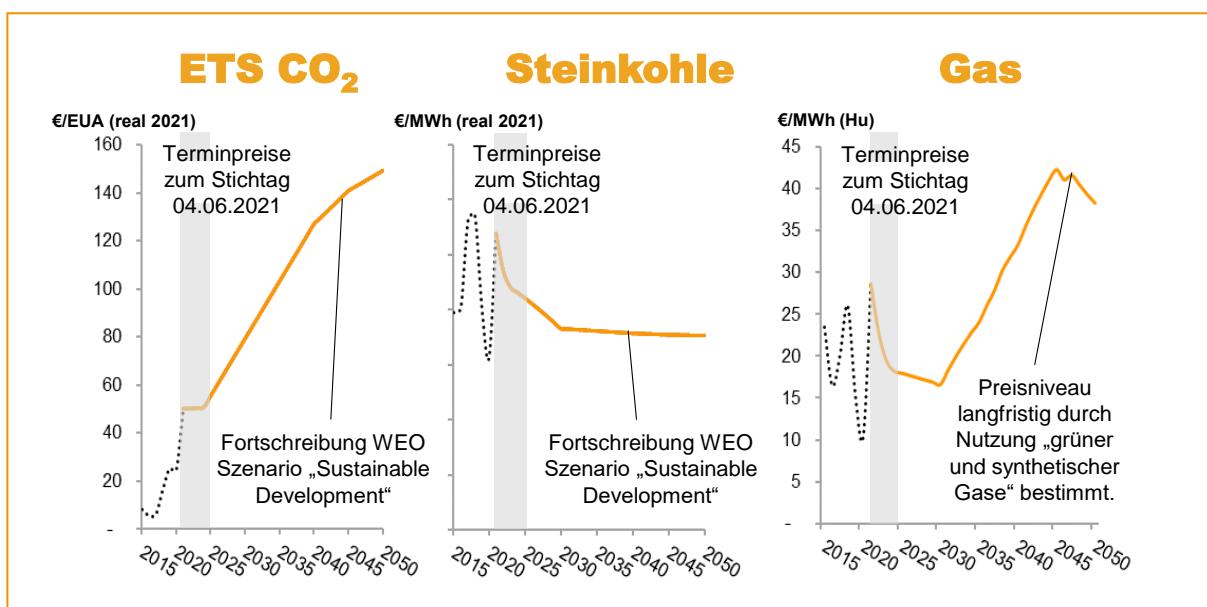


Abbildung 4-8 Entwicklung der Commodity Preise, Terminnotierungen Refinitiv, EEX und Eurostat

Für die langfristige Fortschreibung von Energie- und Rohstoffpreisen ist ein zweistufiger Ansatz gewählt, welcher in der kurzen Frist der kommenden vier Jahre Terminmarktbewegungen reflektiert und in der Folge auf die Langfristszenarien⁷⁴ des World Energy Outlook abstellt⁷⁵.

Bedingt durch Veränderungen der globalen Gasnachfrage, Wartungsarbeiten und Wettreffekte ist es im dritten und vierten Quartal 2021 zu einem starken Anstieg des Gaspreisniveaus an den europäischen Gashubs gekommen. Gegenüber dem gewählten Stichtag der Terminpreise vom 04.06.2021 liegen die Notierungen damit zum Zeitpunkt der Finalisierung dieses Gutachtens im Oktober 2021, insbesondere für die nächsten Quartale, auf einem höheren Niveau. Für die Szenarioprojektionen zeigt dies besonders Rückwirkungen für den Zeitbereich bis zum Jahr 2025. In Anbetracht der Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl ab dem Jahr 2030 und der Orientierung der langfristigen Commodity-Preisfortschreibung an Szenarien des World Energy Outlook ergeben sich für den relevanten Betrachtungsbereich des Energiemarktszenarios allerdings keine signifikanten Rückwirkungen der aktuellen Gaspreisseigerungen.

⁷⁴ Verwendet wird hier das Szenario „Sustainable Development“ des World Energy Outlook

⁷⁵ IEA (2020)

Der Preis für CO₂-Zertifikate hat im Sommer 2021 bereits ein hohes Preisniveau erreicht. In Abhängigkeit des abgesteckten Zielrahmens einer starken Reduktion der Treibhausgasemissionen auf europäischer Ebene ist ein weiterer Anstieg des Preises für Emissionszertifikate zu erwarten, welcher auch langfristig eine Steuerungswirkung auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke entfaltet. Regulatorische Anpassungen am Emissionshandelssystem führen zu einer Verknappung des Angebots und einer Präzisierung des Instruments. Daraus resultiert im Szenario ein Anstieg des Preises für CO₂-Zertifikate auf ein Niveau oberhalb von 140 € (2021)/EUA.

Der Stellenwert der (Stein-)Kohle für die fossile Stromerzeugung nimmt in Deutschland und Europa wie vorangehend beschrieben stark ab, so dass die Preise langfristig ab 2030 konvergieren und langfristig nicht über die historischen Höchstpreise steigen. Erdgas nimmt in seiner Bedeutung zunächst zu und wird der primäre fossile Energieträger der Stromerzeugung. Im Kontext der Dekarbonisierung des Energiesektors tritt fossiles Erdgas zunehmend in Konkurrenz zu synthetischen Energieträgern. So bedingt die Einhaltung klimapolitischer Ziele in Deutschland und Österreich und die Substitution von fossilen Gasen bis zu den Zieljahren 2045 bzw. 2040 schon vorab einen schrittweisen Markthochlauf der Nutzung von grünem Wasserstoff. Für das Szenario ist ein forciertes Markthochlauf ab dem Jahr 2030 angenommen. In Konsequenz ist auch die fortlaufende Entwicklung des Gaspreisniveaus langfristig durch die Preisentwicklung von grünem Wasserstoff dominiert und folgt einem zunächst ansteigenden Verlauf. Langfristig bewirken Effizienzfortschritte in der Herstellung von grünem Wasserstoff eine erneute Preisreduktion ⁷⁶.

Kraftwerkseinsatz

Die Umgestaltung des Energiesystems sowie die aufgezeigte Entwicklungsprojektion der Energie- und Rohstoffmärkte bilden die zentrale Grundlage für die Einhaltung der gesetzten Emissionsziele. Weite Teile des deutschen und österreichischen Strommixes werden künftig durch die Einspeisung erneuerbarer Energien gedeckt. Abbildung 4-9 führt die Optimierungsergebnisse der Bruttostromerzeugung ⁷⁷ im Zeitverlauf jeweils für Deutschland und Österreich auf.

⁷⁶ EWI (2020)

⁷⁷ Inkl. Kraftwerkseigenverbrauch und Netzverlusten

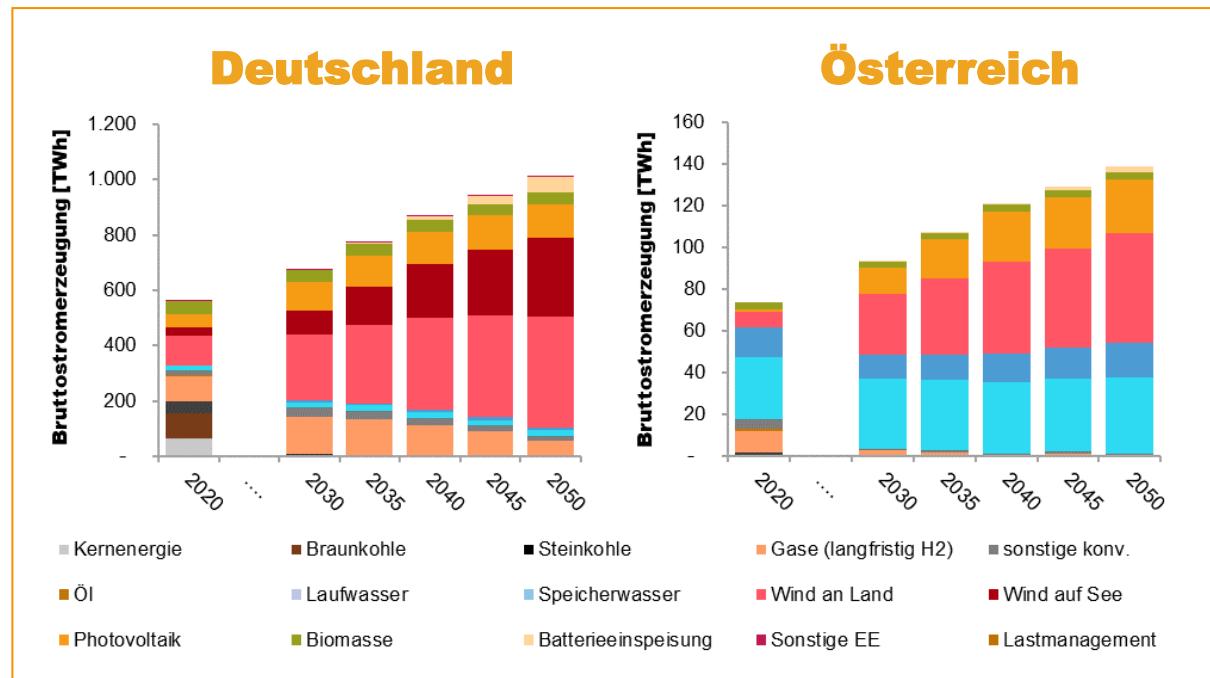


Abbildung 4-9 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Bundesnetzagentur, 2021, Smard-Plattform, Historie Österreich: E-Control, 2020, Betriebs- und Bestandsstatistik

Im Jahr 2020 beläuft sich der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Stromverbrauch in Deutschland auf knapp 46 %⁷⁸. Die hohe Dynamik in der Entwicklung des CO₂-Preises führt schon in Richtung des Jahres 2030 zu einer deutlichen Reduktion des Einsatzes konventioneller Kraftwerke gegenüber dem Basisjahr 2020. Insbesondere die Betriebsstunden der bis zum Jahr 2035 verbleibenden Kohlekapazitäten in Deutschland entwickeln sich erheblich rückläufig. Schon bis zum Jahr 2030 beläuft sich der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland auf ca. 70 % am Bruttostromverbrauch. Die avisierte Zielmarke von 65 % wird somit im Szenario übertroffen⁷⁹. Bis zum Jahr 2050 steigert sich der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch in Deutschland dann auf über 90 %. Der langfristig verbleibende, nicht-erneuerbare Anteil wird insbesondere durch den Betrieb von flexiblen Wasserstoff-Kraftwerken bedient. Die deutsche Bruttostromerzeugung erreicht schlussendlich bis zum Jahr 2050 eine Höhe von rund 1.000 TWh.

Ausgehend von einem hohen Anteil der erneuerbaren Energien von 80 % am österreichischen Stromverbrauch im Jahr 2020, wird die bilanzielle Zielsetzung einer weiteren Steigerung auf 100 % bis zum Jahr 2030 erfüllt. Der hohe Sockelanteil von Wasserkraftwerken zur Stromerzeugung wird langfristig durch den Zubau dargebotsabhängiger, erneuerbarer Stromerzeugung ergänzt. In Summe steigt die Bruttostromerzeugung in Österreich bis zum Jahr 2050 auf knapp 140 TWh an.

Mit der Veränderung im Betrieb konventioneller Kraftwerke entwickeln sich auch die Emissionen des deutschen und österreichischen Kraftwerksparks im Zeitverlauf nach den Optimierungsergebnissen rückläufig. Ein wichtiges Maß zur Quantifizierung ist der Emissionsfaktor der Stromerzeugung, welcher die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom ins Verhältnis zu den damit ausgelösten Emissionen in CO₂-Äquivalenten setzt.

⁷⁸ Umweltbundesamt (2021)

⁷⁹ EEG 2021 §1 Abs. 2

Abbildung 4-10 führt die resultierenden Entwicklungen des Emissionsfaktors mengengewichtet nach dem jeweiligen Anteil konventioneller Energieträger an der Stromerzeugung für Deutschland und Österreich auf.

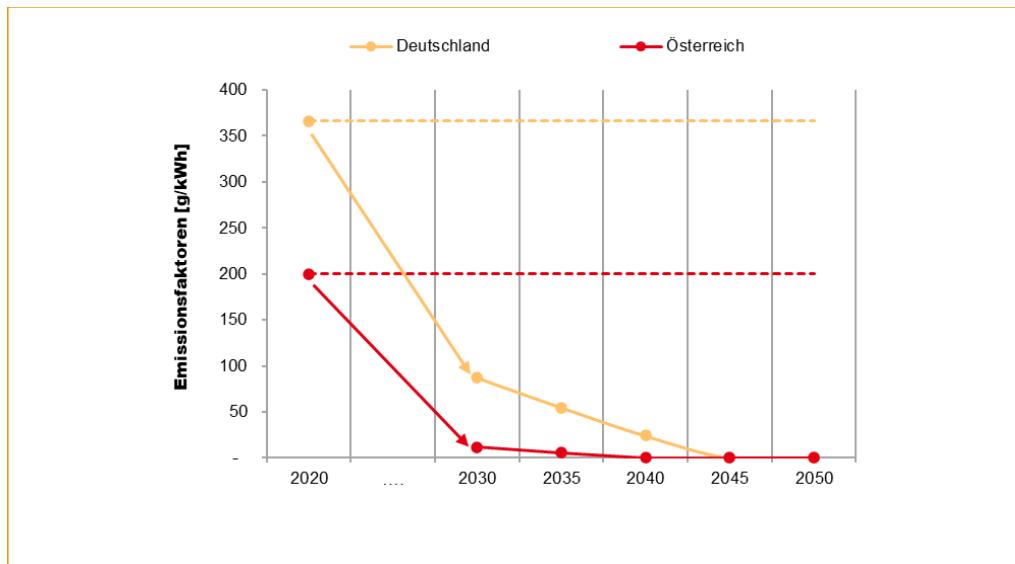


Abbildung 4-10 Entwicklung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Deutsches Umweltbundesamt 2021, Historie Österreich: Österreichisches Umweltbundesamt, 2021

Der Anteil der fossilen Energieträger am Erzeugungsmix hat wesentlichen Einfluss auf die konkrete Höhe des Emissionsfaktors der Stromerzeugung. Im europäischen Kontext fällt der Emissionsfaktor vor diesem Hintergrund aktuell besonders in Polen, Tschechien und Deutschland mit einem gesteigerten Anteil der Kohleverstromung an der Stromversorgung am höchsten aus. Effekte des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2035 wirken sich auf Ebene von Deutschland positiv auf die Emissionen des Energiesektors aus. Schon im Zeithorizont bis zum Jahr 2030 werden die Emissionen der deutschen Stromerzeugung bedingt durch den Rückbau von emissionsintensiven konventionellen Kraftwerken und dem geringeren Dispatch der verbleibenden Kohlekapazitäten mehr als halbiert. Die Emissionen des österreichischen Strommixes gehen durch den hohen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung schon bis zum Jahr 2030 stark zurück. Eine vollständige Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung wird schlussendlich durch die Nutzung von CO₂ neutralem Wasserstoff bis zum Jahr 2045 erzielt. In Österreich wird die Dekarbonisierung wie über den Szenariorahmen festgelegt, schon fünf Jahre zuvor bis 2040 erreicht.

4.2.3 Entwicklung und Nutzung der Spotpreisvolatilität

In Abhängigkeit des abgesteckten Szenariorahmens (siehe Kapitel 4.2.2) wird mit dem B E T-Fundamentalmodell die stundenscharfe Entwicklung der Strompreise für das deutsche und österreichische Marktgebiet abgeleitet. Abbildung 4-11 führt zunächst die Entwicklungsprojektion der jahresdurchschnittlichen Strompreise für Deutschland und Österreich gegenüber der historischen Entwicklung von 2019 bis (Ende Oktober*) 2021 auf.

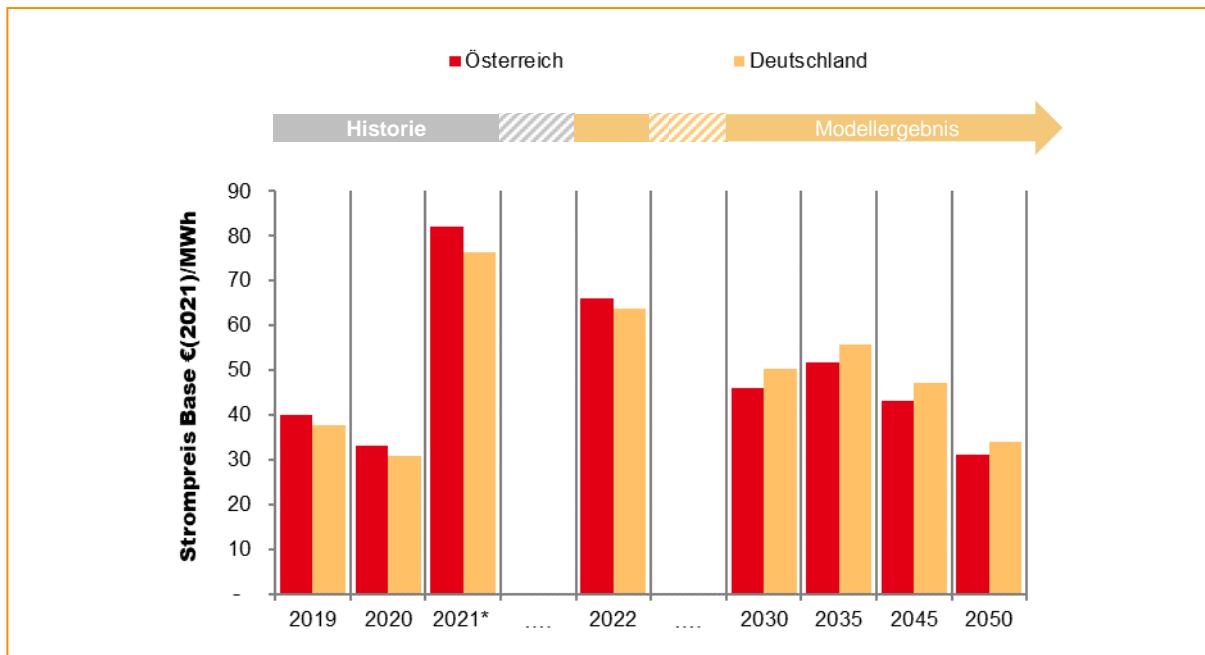


Abbildung 4-11 Entwicklung des Strom Basepreis für Deutschland und Österreich, Historie: EEX

Angesichts des deutlichen Anstiegs der Gas-, Kohle- und vor allem auch CO₂-Preise seit Beginn des Jahres 2021, kommt es momentan zu einem Anstieg des durchschnittlichen Strompreisniveaus in Deutschland und Österreich. Dieser Trend setzt sich auch für das erste Modellstützjahr in 2022 gemäß der Projektion der Rohstoff- und Energiepreise fort (siehe Abbildung 4-11). Im Zeitbereich bis zum Jahr 2035 sind es vermehrt noch konventionelle Kraftwerke, die starken Einfluss auf die Strompreisentwicklung in Deutschland und Österreich ausüben. In Kombination mit einer weiter ansteigenden Stromnachfrage steigt das durchschnittliche Strompreisniveau im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2030 zunächst nochmal an. Der Preisanstieg der CO₂-Zertifikate drängt emissionsintensive Stromerzeugungstechnologien im Zeithorizont nach 2035 weiter aus dem Markt. Der zunehmende Stellenwert erneuerbarer Stromerzeugung übt langfristig eine preisdämpfende Wirkung aus, sodass die Strompreise bis zum Jahr 2050 wieder deutlich abfallen. Mit dem Rückgang der konventionellen Stromerzeugung sind es damit immer häufiger die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, mit Grenzkosten der Stromerzeugung von nahe null, welche den Strompreis setzen.

Trotz der Auftrennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone ab dem Oktober 2018 bleibt eine hohe Preiskonvergenz zwischen beiden Marktgebieten bestehen⁸⁰. In Abbildung 4-12 ist die prozentuale Entwicklung der Stunden mit Strompreisgleichheit⁸¹ zwischen dem deutschen und österreichischen Marktgebiet aufgeführt.

⁸⁰ Bundesnetzagentur (2017a)

⁸¹ Als preisgleiche Strompreisstunden sind hier Stunden definiert in denen das Delta zwischen deutschem und österreichischem Preisniveau kleiner gleich 10 ct/MWh ist.

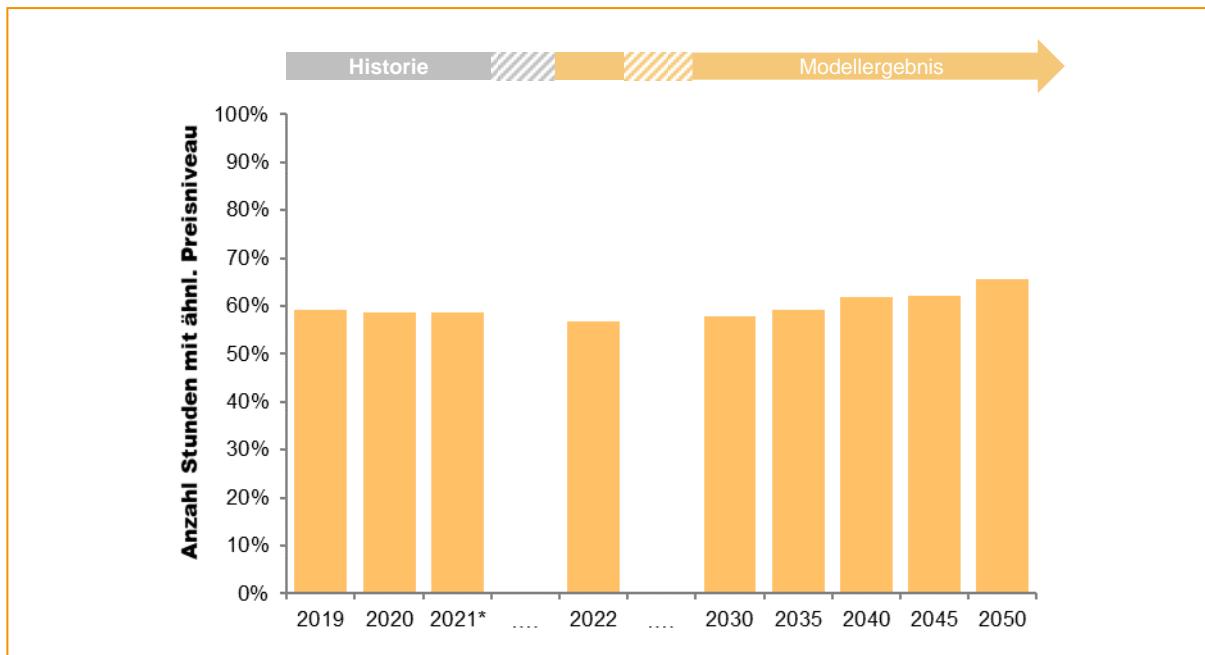


Abbildung 4-12 Entwicklung der Strompreiskonvergenz zwischen Deutschland und Österreich, Historie: EEX

Gegenüber den Jahren 2019, 2020 und 2021 (*hier nur bis Ende Oktober berücksichtigt) steigt die Preiskonvergenz zwischen beiden Marktgebieten im Modellergebnis weiter an. Die geplante weitere Verflechtung von deutschem und österreichischem Übertragungsnetz sorgt im Zeitverlauf für eine Zunahme des Stromaustauschs beider Länder. Der Ten Years Network Development Plan (TYNDP) des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E sieht ausgehend von einer Übertragungskapazität von 7,4 GW im Jahr 2030 eine Steigerung der Kapazitäten in beide Richtungen auf 9,4 GW im Jahr 2040 zwischen Deutschland und Österreich vor⁸². Unbenommen der im Rahmen der Berechnungen unterstellten Zuordnung zum österreichischen Marktgebiet bestehen damit auch langfristig weitreichende und weiter zunehmende Interaktionsmöglichkeiten mit dem deutschen Strommarkt.

Abseits der generellen Höhe des durchschnittlichen Strompreisniveaus bedingen Verschiebungen der Stromverbrauchsstrukturen (beispielsweise Elektromobilität und Power-to-Heat) sowie der langfristig hohe Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Stromerzeugung auch Veränderungen der stündlichen Preisstruktur. Auf Seiten der Stromerzeugung erschweren insbesondere wetterbedingte Fluktuationen in der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien den Ausgleich zwischen Last und Erzeugung. In Konsequenz wechseln sich im Zeitverlauf preissetzende disponibile Kraftwerke und erneuerbare Energien immer häufiger ab. In Abbildung 4-13 ist vor diesem Hintergrund die stündliche Strompreisverteilung für Deutschland und Österreich im Zeitverlauf aufgeführt.

⁸² ENTSO-E (2020), Szenario Distributed Energy

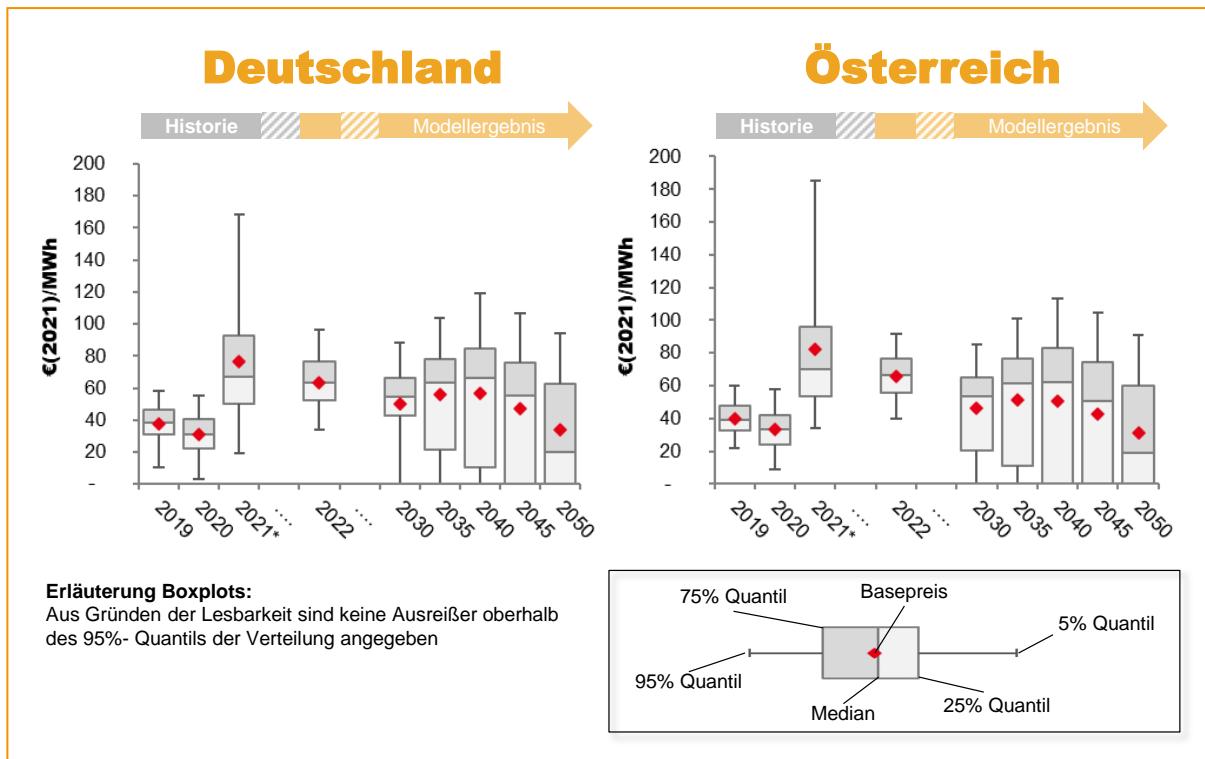


Abbildung 4-13 Entwicklung der Preisvolatilität für Deutschland und Österreich, *für 2021 nur bis Ende Oktober berücksichtigt

Die sogenannte „Boxplot-Darstellung“ verdeutlicht die Spannweite der stündlichen Preisverteilung, um den durchschnittlichen Jahresstrompreis (rote Raute). Der Median der Boxplots kennzeichnet die Mitte der Verteilung. Dies bedeutet, dass sich jeweils 50 % der stündlichen Preisverteilung oberhalb bzw. unterhalb dieses Preisniveaus befinden. Die Whisker der Boxplots (95%- und 5%-Quantil) geben einen Eindruck über die Lage der oberen respektive unteren 5 % der jährlichen Preisverteilung.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Österreich kommt es zu einer deutlichen Zunahme der Spannweite der Boxplots, als Indikator einer anwachsenden Strompreisvolatilität. Das untere Ende der stündlichen Preisverteilungen wird in Deutschland und Österreich durch den Einfluss der erneuerbaren Energien langfristig durch Nullpreise dominiert. Zugleich nehmen die Abweichungen der teuersten Stunden vom Durchschnitt im Resultat weiter zu. Pumpspeicherwerkwerke können durch einen optimierten Betrieb von einer Zunahme der Preisvolatilität profitieren. So kann die Stromentnahme und die Speicherbeladung in preisgünstigen Stunden erfolgen und die Speicherentladung in hochpreisige Stunden zeitlich verschoben werden.

Für die dem Gutachten zugrunde liegende Berechnung musste eine Annahme über die Zuordnung des Energiespeicher Riedl über ein Marktgebiet getroffen werden. Für eine konservative Abschätzung der Effekte auf das deutsche Marktgebiet wurde der Energiespeicher Riedl trotz des Netzanschlusses an ein Umspannwerk auf deutschem Boden dem österreichischen Marktgebiet zugeordnet. Dies insbesondere, da die Doppelleitung die Energie zum Netzknoten St. Peter abführt und damit eine tatsächliche Zuordnung zum österreichischen Marktgebiet theoretisch denkbar wäre.

Für eine konkrete Bewertung des Energiespeicher Riedl in einem volatilen und von erneuerbaren Energien dominierten Marktumfeld werden die Ergebnisse der nachgeschalteten Kraftwerkseinsatzoptimierung her-

angezogen. Dabei wurden die österreichischen Spotmarktpreise für die Optimierung des Einsatzes des Energiespeicher Riedl herangezogen. Technische Restriktionen im Betrieb des Energiespeicher Riedl (Speicherbecken, Pump- und Turbinenleistungen etc.) sind dabei ebenso bereits Bestandteil der Betrachtung wie bestehende Wasserrestriktionen (Wasserentnahme und -abgabe aus bzw. in die Donau). Abbildung 4-14 zeigt den zentralen Ergebnisrahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung.

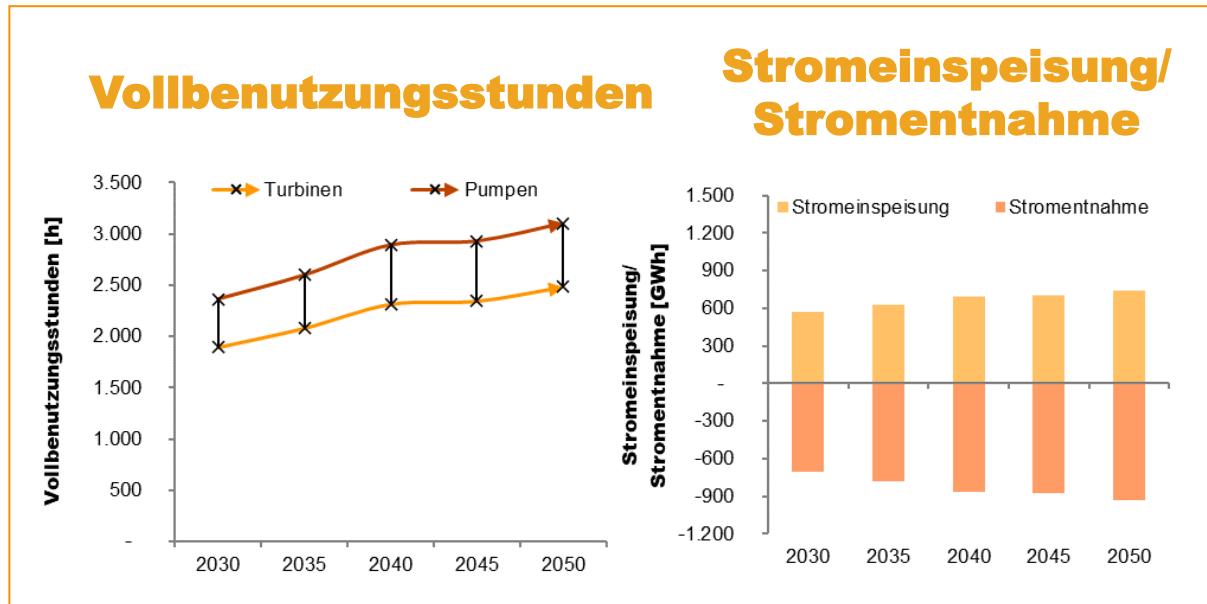


Abbildung 4-14 Ergebnisse der Einsatzoptimierung des Energiespeicher Riedl

Korrespondierend zur Entwicklung der Vollbenutzungsstunden des Energiespeicher Riedl im linken Teil von Abbildung 4-14, sind im rechten Teil der Grafik Stromerzeugung bzw. Strombezug für die Stützjahre bis 2050 dargestellt. Die Vollbenutzungsstunden eines Kraftwerks ergeben sich aus dem Verhältnis der jährlich erzeugten Energie zur Nennleistung der Anlage⁸³ und sind genereller Indikator der Ausnutzung eines Kraftwerks. Das Auseinanderfallen der Vollbenutzungsstunden für Turbinen und Pumpen ist auf Verluste des Speicherprozesses und den Wälzwirkungsgrad zurückzuführen.

Wie in Abbildung 4-14 ersichtlich, kommt es mit der Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl im Jahr 2030 zu einem sukzessiven und kontinuierlichen Anstieg der Vollbenutzungsstunden. Ausgehend von knapp 1.900 Vollbenutzungsstunden der Turbinen im Jahr 2030 erreichen die Turbinen im Jahr 2050 2.500 Vollbenutzungsstunden. Die Stromerzeugung des Kraftwerks steigert sich analog um über 30 Prozent auf 745 GWh im Jahr 2050. Vollbenutzungsstunden und Strombezug der Pumpen wachsen über das Zeitintervall in gleichen Verhältnissen an.

Die Ergebnisse der Einsatzoptimierung bestätigen mit deutlich ansteigendem Einsatz des Energiespeicher Riedl am Spotmarkt den aus Marktperspektive anwachsenden Bedarf an Flexibilität. Bei einem Energy-to-Power Verhältnis von mehr als elf Stunden⁸⁴ profitiert der Energiespeicher Riedl insbesondere von einer Zunahme der untertägigen Preisvolatilität und kann zur Marktintegration erneuerbarer Stromerzeugung einen wichtigen Beitrag setzen (siehe nachfolgend Kapitel 4.2.4). Das Strompreissignal regt mit einer Zunahme der

⁸³ Im Falle des Pumpbetriebs ergeben sich die Vollbenutzungsstunden aus dem Verhältnis des Energiebezugs und der Nennleistung der Pumpen.

⁸⁴ 3.500 MWh Speicherkapazität zu 300 MW Leistung der Turbinen

Preisvolatilität einen Speichereinsatz an, welcher eine Ergänzung zur wetterabhängigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien darstellt. Dabei kann aus volkswirtschaftlicher Perspektive durch die zeitliche Verlagerung und Einspeicherung erneuerbarer Stromerzeugung von niedrigen Strompreisstunden in hochpreisige Zeitabschnitte auch ein positiver Effekt auf den Marktwert erneuerbarer Energien erzielt werden.

Steigender Einsatz des Energiespeicher Riedl mit voranschreitender Energiewende in Deutschland und Österreich

Der Zubau dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugungskapazitäten induziert im Zeitverlauf eine zunehmende Preisvolatilität auf den Strommärkten als Indikator eines anwachsenden Bedarfs an flexiblen Kapazitäten auf Einspeise- und Entnahmeseite. Trotz der im Szenario bereits in großem Umfang abgebildeten Flexibilitätsoptionen verbleibt diese hohe Preisvolatilität. Der Energiespeicher Riedl nutzt das Preissignal für eine optimierte Fahrweise und die zeitliche Verlagerung von preisgünstiger Stromerzeugung in andere Zeitabschnitte. Aufgrund der bestehenden und weiter ansteigenden Preiskonvergenz zwischen deutschem und österreichischem Marktgebiet kann auch Deutschland in hohem Maße von der Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl durch eine Marktintegration preisgünstiger Erzeugung profitieren.

4.2.4 Erhöhte Integrationsmöglichkeit von erneuerbaren Energien

Fundamentales Kriterium für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist der fortwährende Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Mit einer Zunahme des Anteils dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromerzeugung bedarf es künftig an zusätzlichen Ausgleichsmöglichkeiten und Flexibilität. Einerseits können Einspeisefluktuationen erneuerbarer Energien extrem kurzfristig auftreten (bewölkter Himmel, Nebel, Windflauten) und hohe Lastgradienten verursachen, die durch den Betrieb disponibler Erzeugungskapazität zu kompensieren sind. Andererseits kann die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zeitweise den Stromverbrauch übersteigen, sodass die Erzeugung nicht nutzbar ist und abgeregelt werden muss. Aus Marktperspektive bleiben die Potentiale CO₂-neutraler und kostengünstiger erneuerbarer Stromerzeugung damit ungenutzt.

Für den Süden Deutschlands ist aufgrund guter Standortbedingungen künftig der priorisierte Zubau von Photovoltaikanlagen zu erwarten, was in regionalem Kontext die einleitend beschriebene Problematik hoher Lastgradienten und Überschusserzeugungsmengen verschärft. Der erwartete starke PV-Ausbau wird zu einem erheblichen Teil in Form von dezentralen PV-Prosumern stattfinden, d. h. kleinen Haushalts- und Gewerbekunden, die einen möglichst hohen Anteil ihres erzeugten Stroms selbst verbrauchen werden. Der Eigenverbrauchsanteil kann durch das Management flexibler Lasten, vor allem privaten Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und Heimspeichern erheblich gesteigert werden. Dennoch werden diese PV-Prosumer i. d. R. einen erheblichen Teil ihrer Stromerzeugung als Überschusseinspeisungen in das Netz einspeisen und andererseits den verbleibenden Strombedarf aus dem Netz entnehmen. Die Simulationen zeigen, dass der Bedarf an Flexibilität im Energiesystem durch diese PV-Prosumer trotz Nutzung ihrer Lastmanagementoptionen zunehmen wird.

Der Energiespeicher Riedl kann durch seine günstige geographische Lage und die aufgezeigte hohe Interaktion von deutschem und österreichischem Strommarkt die erforderliche Flexibilität bereitstellen. Die Analyse der Fahrweise des Energiespeicher Riedl gegenüber der Stromerzeugung in Deutschland verdeutlicht diesen

Zusammenhang exemplarisch. Ergebnisse des Strommarktmodells (Abbildung 4-15 linker Teil) und der Einsatzoptimierung des Energiespeicher Riedl (Abbildung 4-15 rechter Teil) sind in Abbildung 4-15 einander gegenübergestellt.

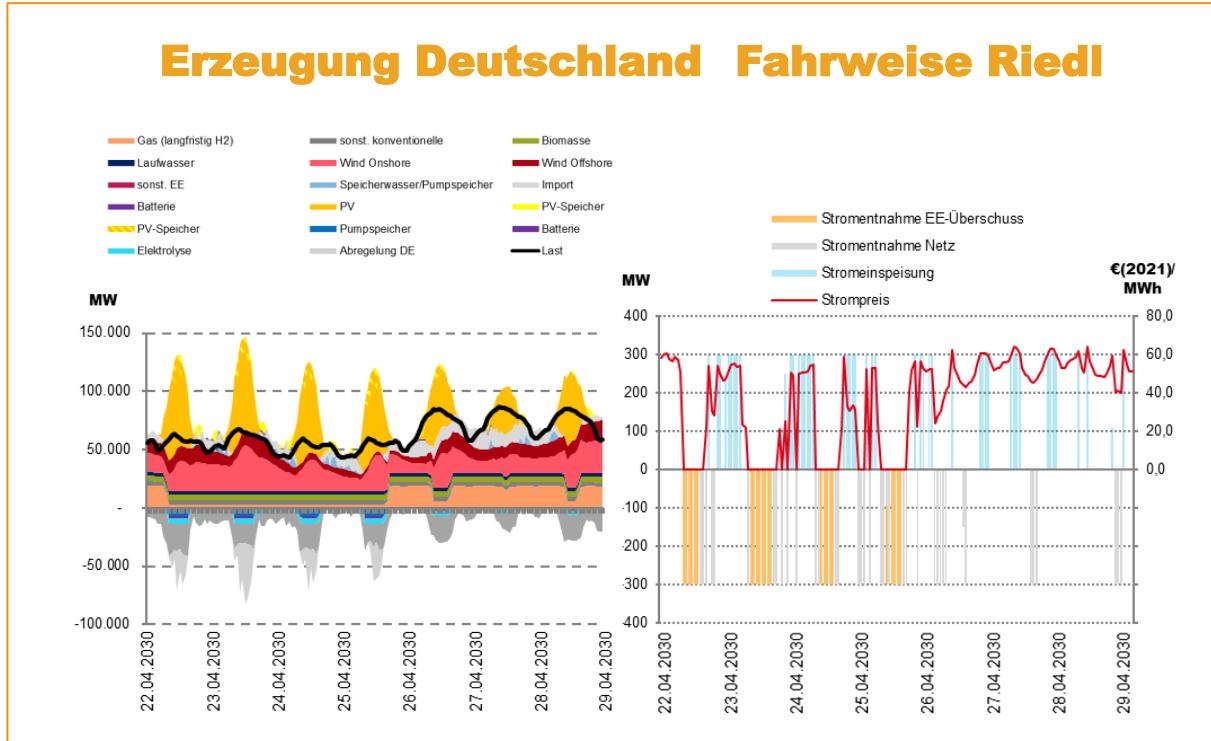


Abbildung 4-15 Exemplarischer Einsatz des Energiespeicher Riedl

Dargestellt ist die stündliche Stromerzeugung in Deutschland sowie die strompreisoptimierte Fahrweise des Energiespeicher Riedl für eine Woche im April 2030. Aufgrund hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland, besonders über die Mittagsstunden, kommt es zur Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung. Dem Stromsystem zur Verfügung stehende Ausgleichsmöglichkeiten (Batteriespeicher, Elektrolyse) sind in diesen Zeitabschnitten bereits ausgeschöpft. In Konsequenz bewegen sich die Strompreise sowohl für das deutsche als auch für das österreichische Marktgebiet auf einem sehr niedrigen Niveau (vgl. rote Linie rechte Grafik). Die Einsatzoptimierung verdeutlicht, dass der Energiespeicher Riedl, bei freien Übertragungskapazitäten zwischen dem deutschen und österreichischen Marktgebiet, genau diese Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien durch den Pumpbetrieb nutzt und dann in späteren Zeitabschnitten in das Stromsystem integrieren kann. Im Zeithorizont der kommenden 30 Jahre ist davon auszugehen, dass aufgrund des massiven Zubaus von Windenergie und Photovoltaik diese Situationen sowohl in Deutschland als auch in Österreich zunehmen werden.

Im Kontext des analysierten Strommarktszenarios steigt die Überschusserzeugung aus erneuerbaren Energien allein für Deutschland auf knapp 50 TWh bis zum Jahr 2050 an⁸⁵. Für das österreichische Marktgebiet kommen bis 2050 nochmal 1,1 TWh Erzeugungsüberschüsse hinzu. Abbildung 4-16 führt zusammenfassend

⁸⁵ Abregungseffekte infolge von Verteilnetz- oder Übertragungsnetzengpässen liegen dabei außerhalb der Betrachtung, da das verwendete Fundamentalmodell nicht die Topologie von Verteilnetz- oder Übertragungsnetzengpässen berücksichtigt.

die für den Energiespeicher Riedl potentiell nutzbaren Überschussstrommengen für die Stützjahre und die Marktgebiete Deutschland und Österreich auf. Für die deutschen Strommengen ist zu beachten, dass in der Abbildung lediglich Erzeugungsüberschüsse angeführt sind, die durch freie Übertragungskapazitäten nach Ergebnissen des Strommarktmodells auch in das österreichische Marktgebiet transportiert werden können.

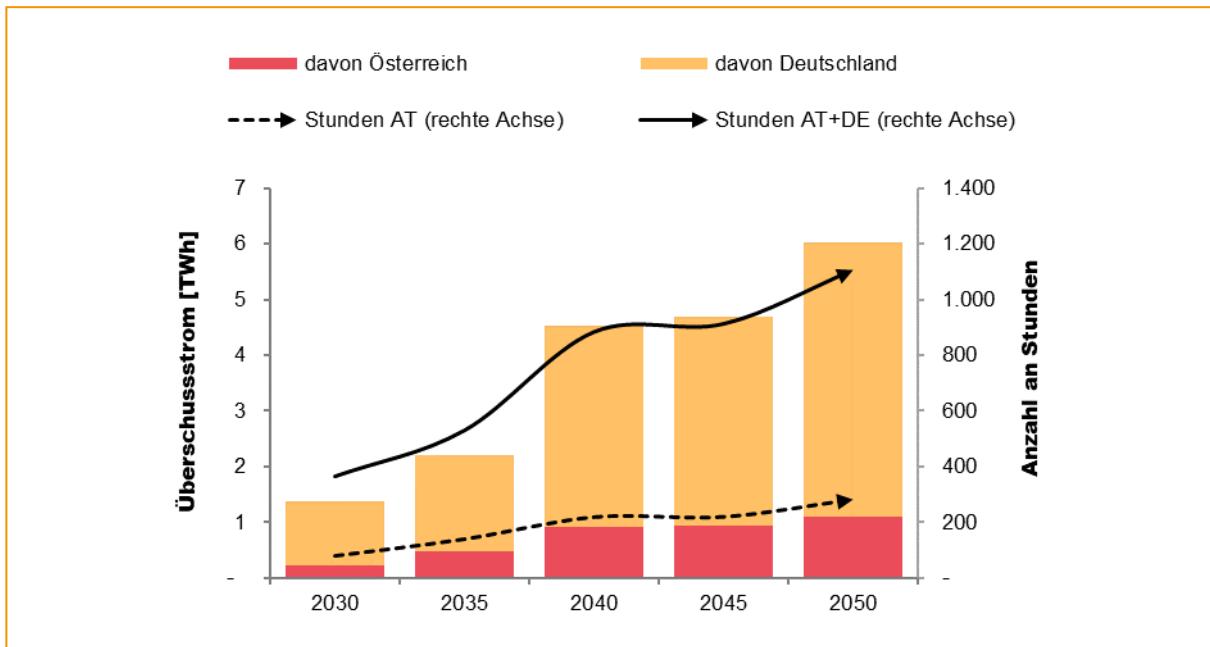


Abbildung 4-16 Nutzbare Überschussstromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland und Österreich

Aufgrund einer hohen Zeitgleichheit vor allem in der Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik verteilen sich die Erzeugungsüberschüsse auf einzelne Stunden eines Jahres. In Summe beläuft sich die Anzahl der Stunden mit marktbedingten Erzeugungsüberschüssen in Deutschland und Österreich auf knapp 861 Stunden im Jahr 2050. Die nutzbaren Erzeugungsüberschüsse steigen zusammengenommen von 1,4 TWh im Jahr 2030 auf knapp 6 TWh im Jahr 2050 an. Besonders der nutzbare Anteil der deutschen Erzeugungsüberschüsse steigt getrieben durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und die bereits angeführte Erweiterung der Stromauschuskapazitäten (siehe Kapitel 4.2.1) deutlich an.

Der Energiespeicher Riedl kann einen signifikanten Beitrag zur Integration der ermittelten Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien sowohl in Österreich als auch in Deutschland leisten. Die durch den Energiespeicher Riedl zusätzlich integrierte erneuerbare Einspeisung ist unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung erfasst. Da sich die Energiemengen der Erzeugungsüberschüsse, wie bereits angeführt, oft auf einzelne Stunden verteilen, setzen die Leistungen der Maschinensätze sowie die Speicherkapazität und der Speicherfüllstand des Energiespeicher Riedl Grenzen in der Integration erneuerbarer Stromeinspeisung. Abbildung 4-17 visualisiert die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzoptimierung hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Erzeugungsüberschüsse durch den Energiespeicher Riedl in den Stützjahren. Neben österreichischen Erzeugungsüberschüssen sind es vor allem Überschusserzeugungsmengen aus dem deutschen Marktgebiet, welche in Zeiten noch freier Übertragungskapazitäten durch den Energiespeicher Riedl einer Nutzung zugeführt werden können.

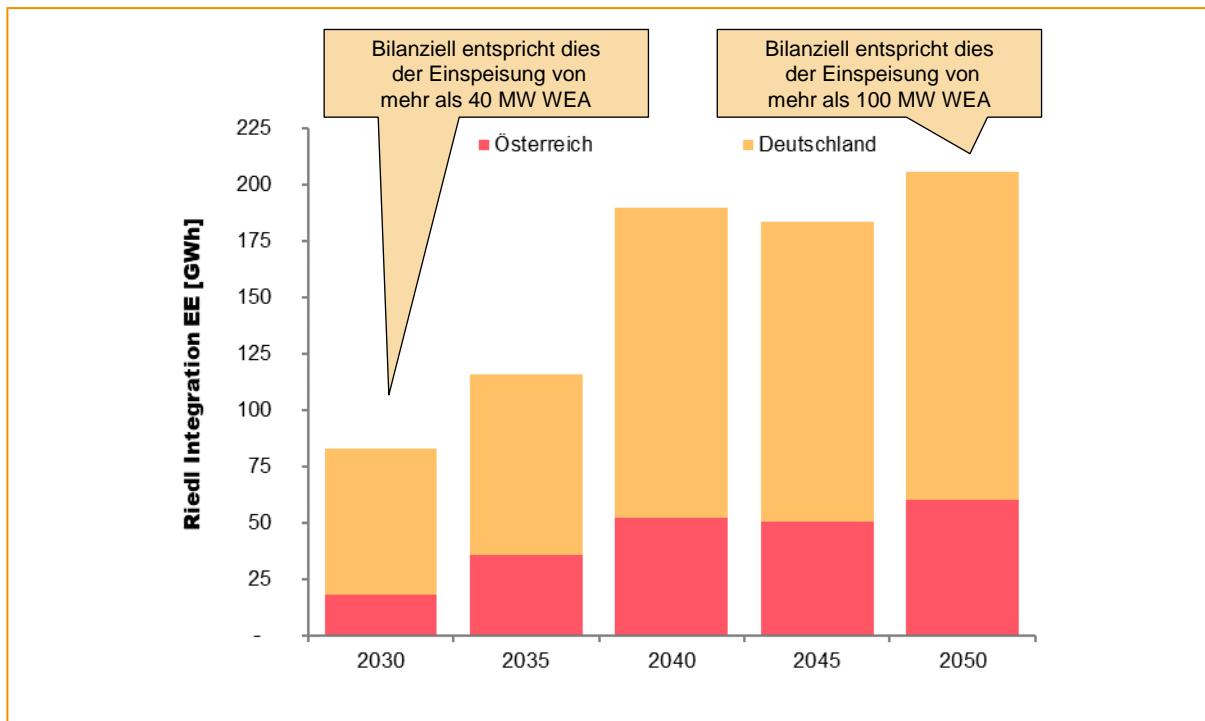


Abbildung 4-17 Integration von Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien durch den Energiespeicher Riedl

Ausgehend von insgesamt 83 GWh im Jahr 2030 kann die Integration erneuerbarer Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 durch den Energiespeicher Riedl auf insgesamt über 200 GWh gesteigert werden. Bilanziell entspricht dies bis zum Jahr 2050 der Jahresstromerzeugung aus bis zu 100 MW Windenergieanlagen (WEA)⁸⁶. Der Zubau des Energiespeicher Riedl ermöglicht es somit, die Ausbeute erneuerbarer Stromerzeugung zu steigern und verbessert deren Marktintegration. Der Anteil der integrierbaren Überschusserzeugung aus Deutschland beträgt im Zeitverlauf zwischen 70 und 80 Prozent der gesamten integrierten Überschussmengen des Energiespeicher Riedl. Damit ist der Energiespeicher Riedl in der Lage, einen wesentlichen Beitrag zu einer erhöhten Integration von erneuerbaren Energien aus Deutschland zu leisten, was den Beitrag für die deutsche Energiewende verdeutlicht. Aus Perspektive der weitreichenden Transformation der deutschen und österreichischen Stromversorgung liefert der Energiespeicher Riedl somit wichtige Flexibilität, welche besonders die dargebotsabhängige Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen grenzüberschreitend sehr gut ergänzt.

⁸⁶ Bei knapp 2.100 Vollbenutzungsstunden der Windenergieanlagen

Energiespeicher Riedl erhöhte den Anteil an integrierbarer CO₂-neutraler Stromerzeugung auf Basis dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien

Im Zuge des zu erwartenden weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung werden Situationen zunehmen, in denen CO₂-neutrale und kostengünstige Einspeisung bereits marktseitig abgeregelt werden muss. Der Energiespeicher Riedl kann einen wichtigen Beitrag leisten, Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien in den Systembetrieb zu integrieren und zu einem regionalen Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch beitragen. Besonders im Süden Deutschlands ist eine erhebliche Steigerung von Erzeugungsüberschüssen aus Photovoltaik zu erwarten, welche über die hohe Austauschkapazität mit dem österreichischen Markt durch den Energiespeicher Riedl einer späteren Nutzung zugeführt werden kann.

4.2.5 Einsparung von CO₂-Emissionen

Durch den Betrieb des Energiespeicher Riedl können die Emissionen der Stromerzeugung gezielt und weiter reduziert werden. Wesentliche Treibergrößen für die Emissionsreduktion sind dabei die folgenden Aspekte:

- Veränderung des Kraftwerkseinsatzes
- Integration CO₂-neutraler Stromerzeugung aus Überschusserzeugung von erneuerbaren Energien durch den Pumpbetrieb des Energiespeicher Riedl
- Verdrängung emissionsintensiver konventioneller Stromerzeugung durch Turbinenbetrieb des Energiespeicher Riedl

Durch die geplante Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl steht dem Stromsystem zusätzliche Systemflexibilität zur Verfügung. Die damit einhergehende Veränderung des Kraftwerkseinsatzes trägt zu einer verbesserten Auslastung des europäischen Kraftwerksparks sowie der Nutzung CO₂-neutraler Stromerzeugung bei (siehe Kapitel 4.2.4). Im Rahmen der voranschreitenden Energiewende können erneuerbare Stromerzeugung sowie vermehrt auch Erzeugungsüberschüsse für den emissionsarmen Strombezug des Energiespeicher Riedl genutzt werden. Der Einsatz der Turbinen kann in späteren Zeitabschnitten dann dazu beitragen, emissionsintensive, konventionelle Stromerzeugung abzulösen. Folglich setzen sich die erzielbare Emissionseinsparung durch den Energiespeicher Riedl aus dem Saldo der für die Stromentnahme aufgewendeten Emissionen sowie der Emissionseinsparung durch Verdrängung emissionsintensiver Stromerzeugung zusammen. Abbildung 4-18 führt die resultierende jährliche Einsparung der CO₂-Emissionen durch den Betrieb des Energiespeicher Riedl bis zum Jahr 2050 auf.

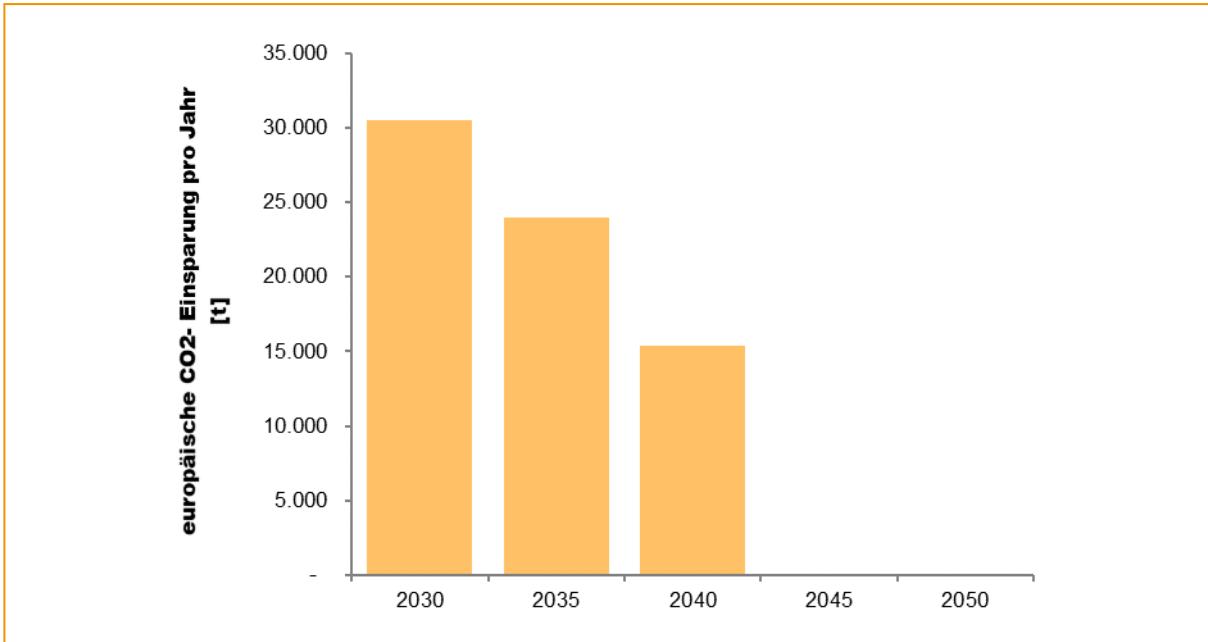


Abbildung 4-18 Europäische Emissionsminderung durch Betrieb des Energiespeicher Riedl

Ein großer Teil der CO₂-Emissionen wird in den ersten Betriebsjahren des Energiespeicher Riedl eingespart werden. Mit voranschreitender Transformation des europäischen Energiesystems und der vollständigen Dekarbonisierung Deutschlands bis zum Jahr 2045, bzw. Österreichs bis zum Jahr 2040, gehen die erzielbaren Einsparungen langfristig zurück, da sich insgesamt die CO₂-Emissionen des Systems im Szenario reduzieren. Damit zeigt sich, dass vor dem Hintergrund eines verbleibendes CO₂-Restbudgets, um eine Erderwärmung auf ein Minimum zu reduzieren, eine möglichst frühzeitige Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl anzustreben ist.

Eine Einordnung der Einsparung in einer Größenordnung von 30.000 t kann anschaulich über die Anzahl an Bäumen erfolgen, die für die Bindung einer entsprechenden CO₂-Menge erforderlich ist. Eine Buche speichert im Jahr etwa 12,5 kg CO₂ ein. Somit können etwa 80 Buchen eine Tonne CO₂ im Jahr binden.⁸⁷ Damit wären 2,4 Millionen Buchen erforderlich, um die durch den Energiespeicher Riedl eingesparten CO₂-Emissionen alternativ als Biomasse zu binden. Bei einer ausgewachsenen Buche erstreckt sich diese auf über 160 m², so dass 384 km² an Fläche für den gleichen CO₂-Ausgleichseffekt benötigt würden. Dies würde mehr als 0,5 % der Fläche des Freistaates Bayern entsprechen.

Umso früher der Energiespeicher Riedl in Betrieb gehen kann, desto mehr CO₂-Einsparungen sind möglich

Durch die Integration in den europäischen Strommarkt trägt der Energiespeicher Riedl zu einer Erfüllung der europäischen Klimaziele bei. Vor allem in den 2030er Jahren kann durch den Betrieb des Speichers verbleibende, emissionsintensive Erzeugungskapazität verdrängt und CO₂-neutraler, erneuerbarer Strom genutzt werden. Vor dem Hintergrund eines begrenzten CO₂-Restbudgets zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist damit eine möglichst schnelle Inbetriebnahme des Speichers anzustreben.

⁸⁷ Handelsblatt (2009)

4.3 Netz- und Systemdienlichkeit des Energiespeicher Riedl

Der Energiespeicher Riedl kann neben den marktdienlichen Aspekten durch netz- und systemdienlichen Einsatz die Energiewende in Europa und im Besonderen in Deutschland und Österreich unterstützen. Im Folgenden werden Aspekte und potentielle Beiträge des Speichers zur Netzengpassbehebung, zur Systemstabilität wie der Frequenzstützung durch die Momentanreserve und Spannungshaltung sowie Beiträge zur Versorgungssicherheit aufgezeigt.

4.3.1 Behebung von Netzengpässen

Durch den starken Zubau von Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und den Abbau von Kraftwerkskapazitäten im Rahmen des Atom- und Kohleausstiegs in Süddeutschland ergibt sich ein hoher Transportbedarf von elektrischer Energie. Die hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen im Norden muss in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden. Die Notwendigkeit dieses Nord-Süd-Transports wird auch anhand der Bundesländerbilanzen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsmengen deutlich. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035⁸⁸ für das Jahr 2040 in den südlichen Bundesländern eine Unterdeckung bei der Stromerzeugung festgestellt (siehe Abbildung 4-19). Für Bayern ergibt sich für das Jahr 2040 beispielweise ein Stromverbrauch von ca. 90 TWh, der einer Stromerzeugung von ca. 74 TWh gegenüber steht, wodurch sich insbesondere in Stunden mit geringer Sonneneinstrahlung eine noch stärkere Unterdeckung ergibt, die durch Stromimporte – aus Norddeutschland oder auch aus Österreich – ausgeglichen werden müssen.

Der Bedarf für den Import aus dem Norden Deutschlands oder den angrenzenden Staaten ist selbstverständlich von der Erzeugungs- und Verbrauchssituation und damit dem jeweiligen Szenario abhängig. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass auch Studien wie bspw. der TU München im Auftrag des Bund Naturschutz Bayern, die im Gegensatz zum deutschen Netzentwicklungsplan eine bilanzielle Vollversorgung Bayerns mit erneuerbaren Energien untersuchen, die flexiblen Im- und Exporte mit seinen Nachbarn für Bayern als erforderlich ansehen. Die Studie führt dazu aus: „*Bayern sollte daher den Austausch mit seinen Nachbarn beibehalten und fördern. Graustrommengen können durch den Export erneuerbaren Stroms ausgeglichen werden. Die Option des Stromimports und -exports reduziert den Bedarf an Windkraft und Flexibilitätstechnologien im Inland.*“⁸⁹

Die Importe und Exporte werden in dieser Studie entsprechend dem Betrachtungsfokus von Bayern als Flexibilitätsoptionen interpretiert. Dahinter stehen jedoch neben der stochastischen Durchmischung einer größeren räumlichen Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung, flexible und disponible Kapazitäten sowohl auf der Einspeise- als auch der Entnahmeseite außerhalb von Bayern. Eine Forderung der Förderung des flexiblen Austauschs mit den Nachbarn schließt damit logischerweise auch eine Unterstützung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen wie bspw. dem Energiespeicher Riedl ein, unabhängig ob diese direkt als inländische Flexibilität oder als Flexibilität in elektrischer Nähe betrachtet wird.

⁸⁸ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021a)

⁸⁹ TU München, ZAE Bayern, BUND Naturschutz in Bayern e.V. (2021)

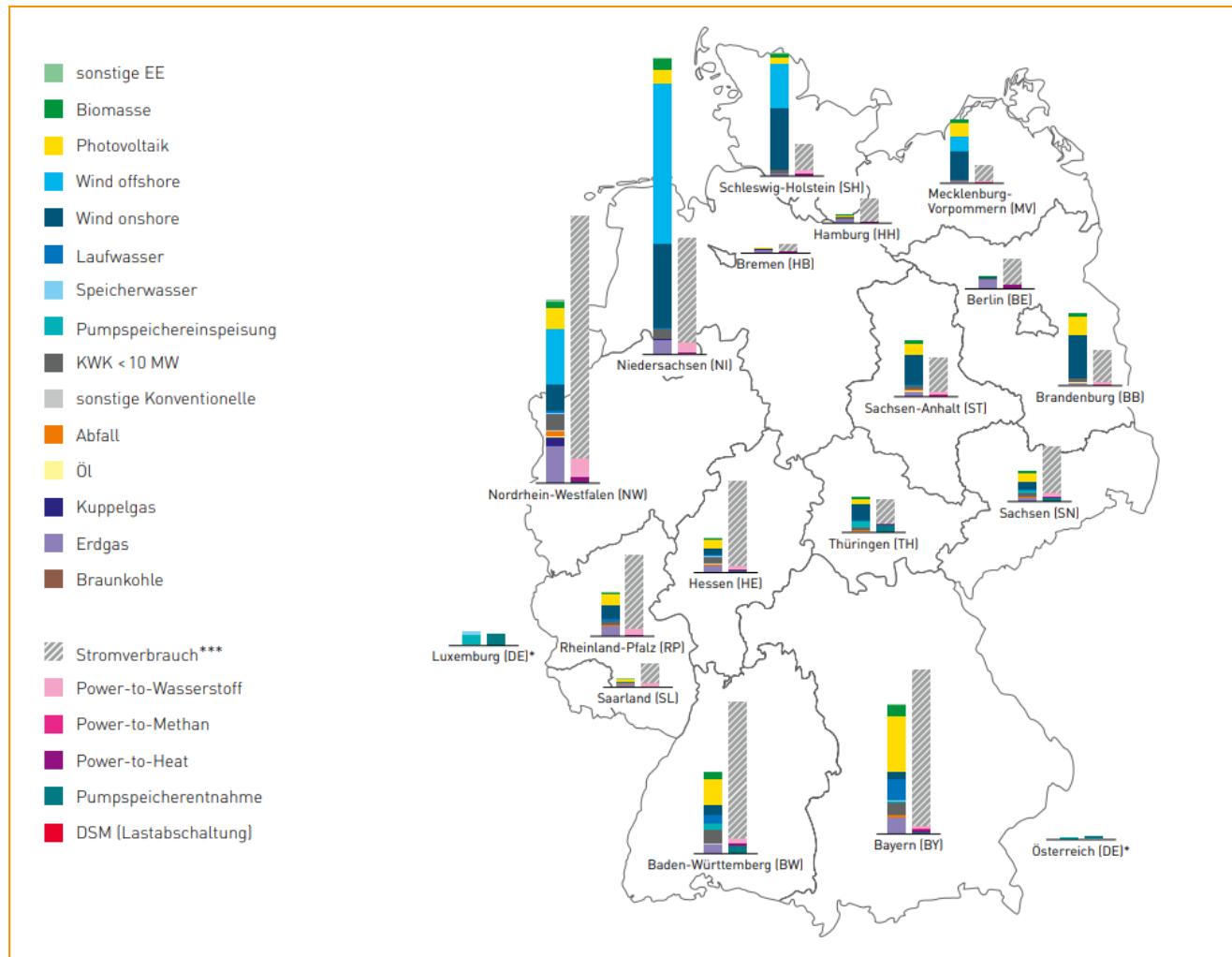


Abbildung 4-19 Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2040 aus dem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 (Version 2021)⁹⁰. Energiespeicher Riedl hier bereits enthalten

Für den zunehmenden Transportbedarf aus Norddeutschland ist ein Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes erforderlich. Hierbei sind insbesondere große HGÜ-Leitungen wie der SüdOstLink vorgesehen, die große Strommengen in den Süden Deutschlands transportieren können (siehe Abbildung 4-20).

⁹⁰ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021a)

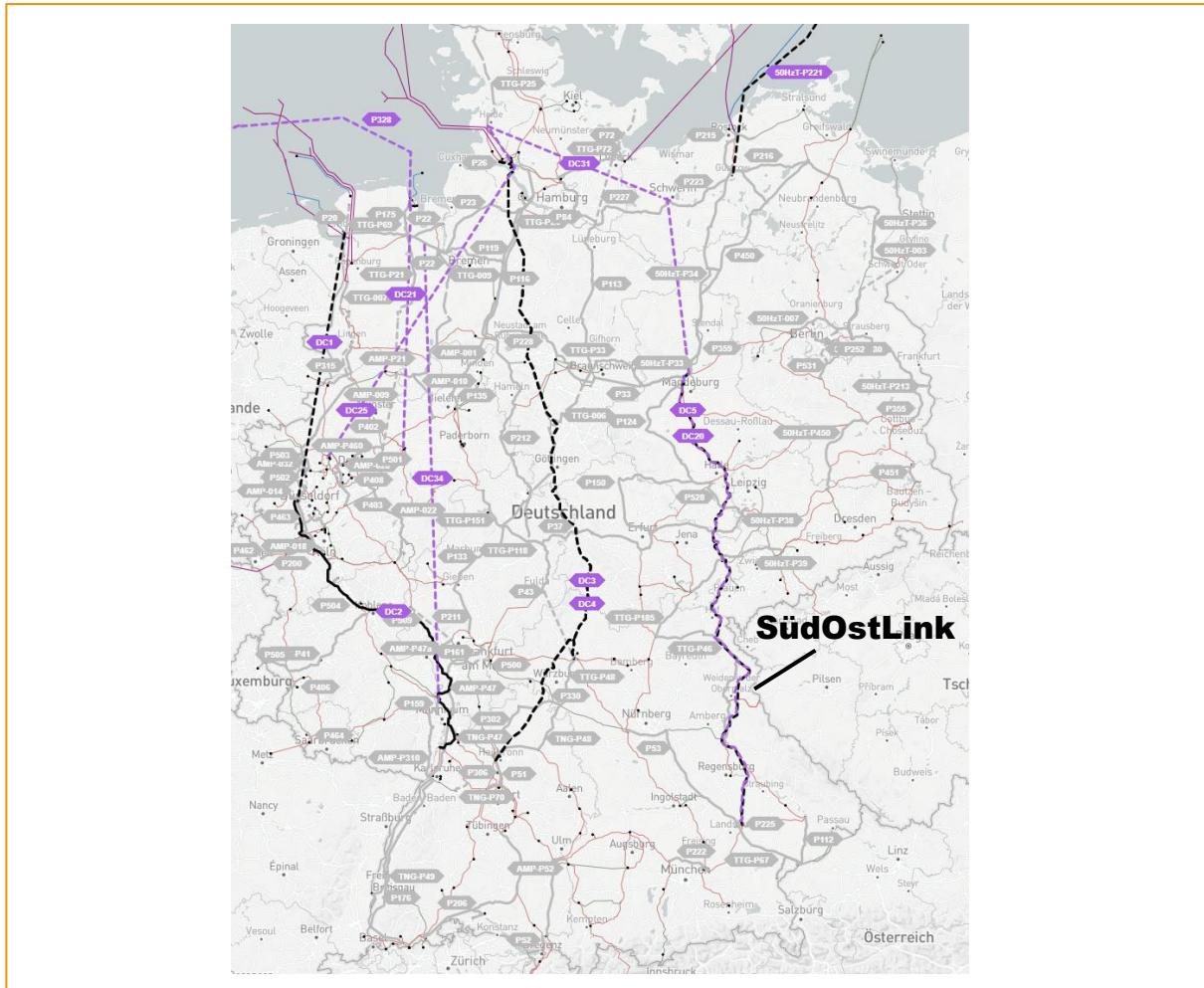


Abbildung 4-20 Übersicht über die im aktuellen Netzentwicklungsplan vorgesehenen HGÜ-Leitungen.⁹¹

Da der geplante Ausbau des Übertragungsnetzes aufgrund der Akzeptanz in der Bevölkerung nur schleppend vorranging, sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gezwungen, in die Kraftwerksfahrpläne einzugreifen, um Netzengpässe zu vermeiden. Diese Eingriffe, die auch Redispatch genannt werden, haben in den letzten Jahren sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihrer Häufigkeit stark zugenommen. Redispatch-Maßnahmen lassen sich in

- präventive und
- kurative Eingriffe unterteilen.

Ziel des präventiven Redispatch ist die Einhaltung des sogenannten (n-1) – Kriteriums. Dieses besagt, dass nach dem Ausfall eines Netzbetriebsmittels alle übrigen Betriebsmittel in der Lage sein müssen, sich an die neue Betriebssituation anzupassen, ohne das vorgegebene Sicherheitsgrenzwerte für die Betriebsmittelauslastung überschritten werden. Hierdurch können kaskadierende Ausfälle im Netz verhindert werden.

Zur Einhaltung des (n-1) – Kriteriums müssen im Normalbetrieb Netzreserven vorgehalten werden. Das Netz kann also nicht vollständig ausgelastet werden, damit sich die Leistungsflüsse nach einem Ausfall auf die verbleibenden Netzbetriebsmittel verteilen können (siehe Abbildung 4-21). Falls die erwartete Netzauslastung

⁹¹ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021b)

zu Engpässen im Netz führen würde, setzen die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber präventive Redispatch-Maßnahmen ein, um das (n-1)-Kriterium wiederherzustellen. Hierbei wird die Einspeiseleistung von Kraftwerken oder EE-Anlagen vor einem Netzzengpass reduziert und im gleichen Maße hinter dem Engpass die Einspeiseleistung disponibler Kraftwerke entsprechend erhöht.

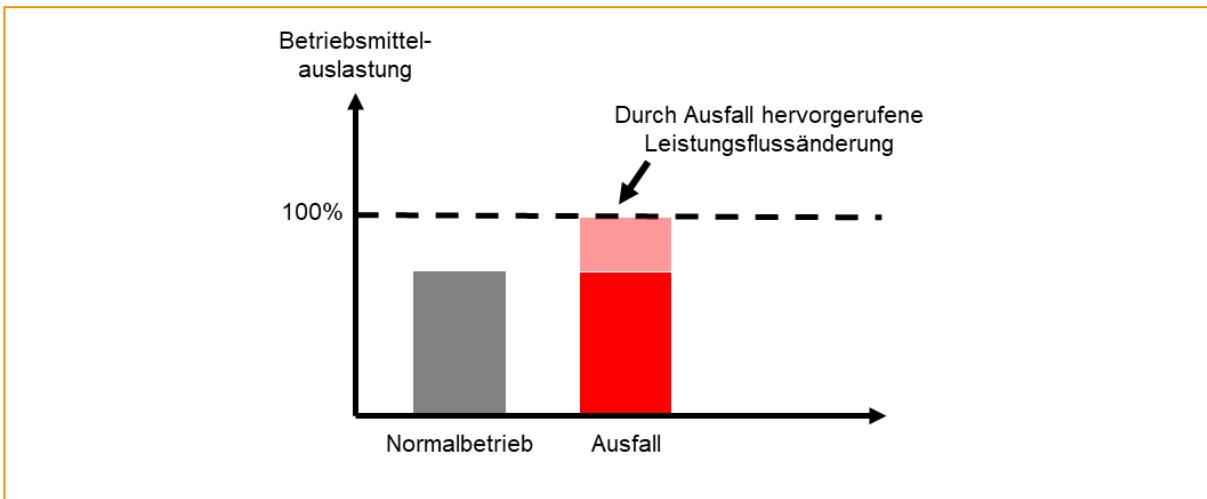


Abbildung 4-21 Schematische Leistungsauslastung bei präventiver Einhaltung des (n-1)-Kriteriums

Als Alternative zur präventiven Freihaltung von Übertragungskapazitäten sollen zukünftig kurative Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden, um nachträglich auf einen konkreten Ausfall zu reagieren. Hierbei wird ausgenutzt, dass eine kurzzeitige Überlastung der Netzbetriebsmittel möglich ist, solange es geeignete Maßnahmen gibt, die das Netz schnell genug wieder in einen stabilen Betriebspunkt zurückführen können. Durch die Anwendung kurativer Redispatch-Maßnahmen kann das Netz im Normalbetrieb deutlich höher ausgelastet werden (siehe Abbildung 4-22).

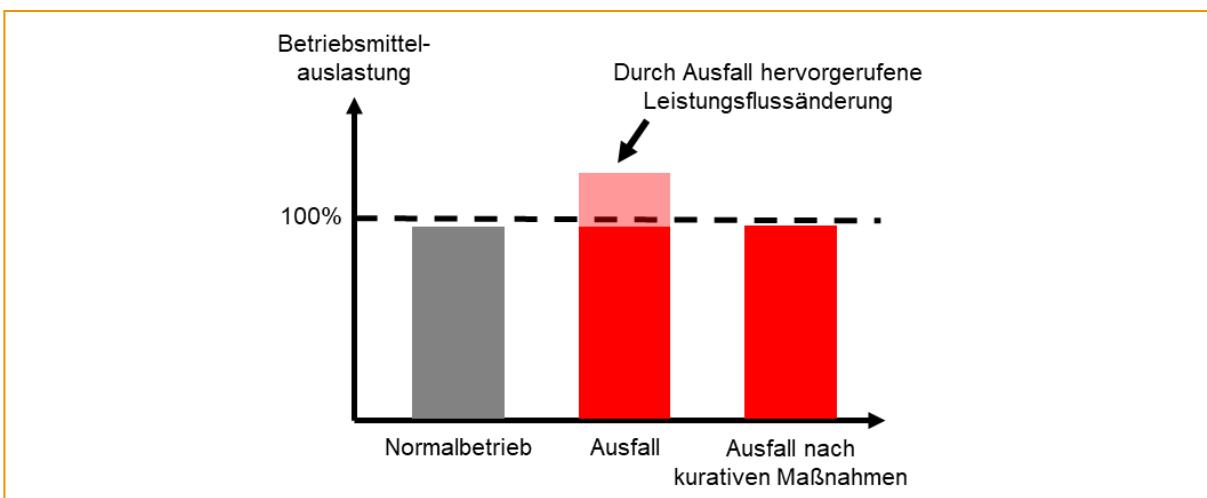


Abbildung 4-22 Schematische Leistungsauslastung bei kurativer Einhaltung des (n-1)-Kriteriums

Pumpspeicherkraftwerke können speziell für kurative Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden, da diese in der Lage sind innerhalb sehr kurzer Zeit hohe Leistungen zur Verfügung zu stellen. Hierdurch ist eine kurzzeitige Entlastung überlasteter Betriebsmittel möglich, bevor langsamer wirkende Maßnahmen eingeleitet werden können, die der langfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität dienen. Auch die Bundesnetzagentur hebt in ihrem „Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG“⁹² hervor, dass „Pumpspeicherkraftwerke (PSW) [...] mit ihrer Fähigkeit, innerhalb kürzester Zeit Leistung bereitzustellen, für den kurativen Redispatch hervorragend geeignet [sind]“.

Abbildung 4-23 zeigt zur Entlastung welcher Netzelemente im Jahr 2020 die meisten und zeitlich umfangreichsten Redispatch-Maßnahmen erforderlich waren. Hierbei wird deutlich, dass unter anderem die Leitungen Sittling-Altheim-St. Peter und Pleinting-St. Peter im südöstlichen Bayern von Netzengpässen betroffen waren, die durch Redispatch-Maßnahmen behoben werden mussten.

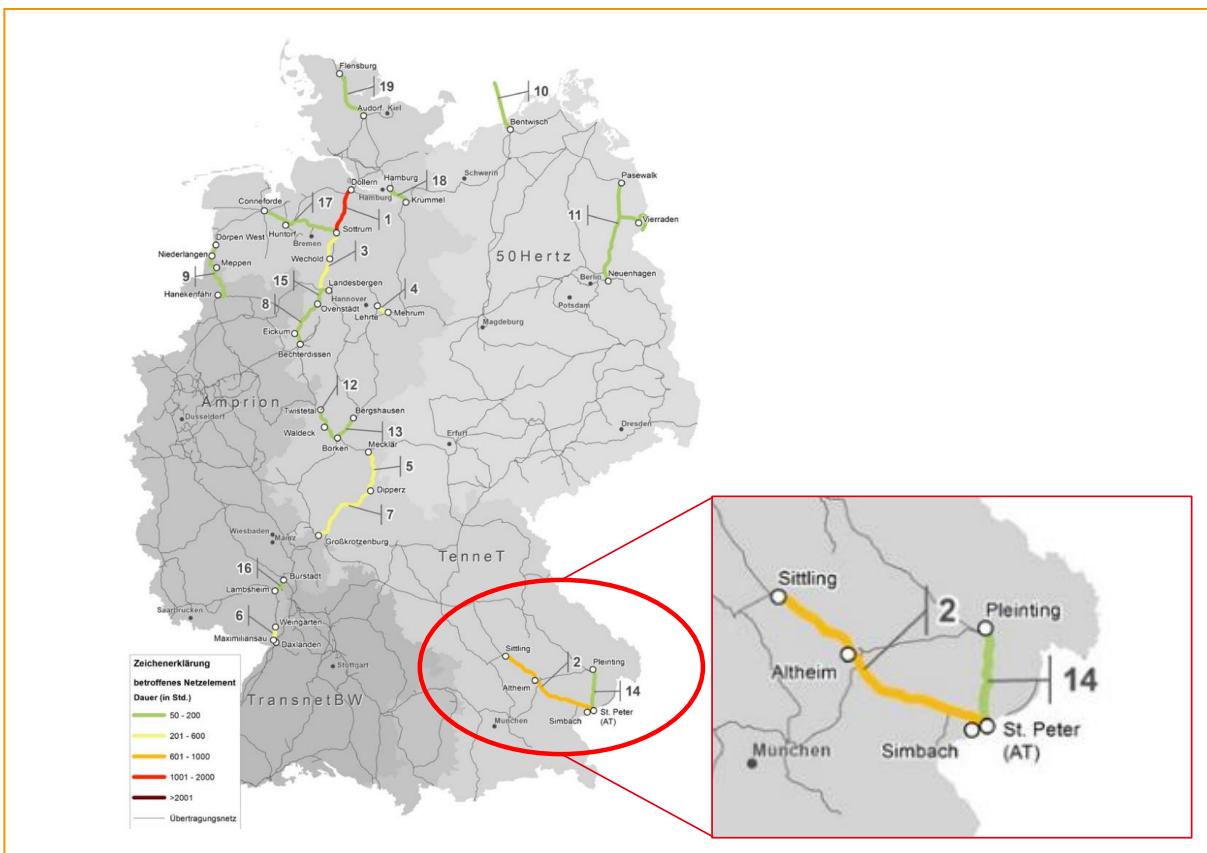


Abbildung 4-23 Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen⁹³

Der Energiespeicher Riedl würde über die bestehende 220 kV Doppelleitung auf den Netzknoten St. Peter wirken (siehe Abbildung 4-2). Hierdurch könnte eine kurzfristige Erhöhung der Einspeiseleistung im Turbinenbetrieb bzw. eine reduzierte Leistungsentnahme im Pumpbetrieb zur Behebung eines Netzengpasses auf den nördlich gelegenen Leitungen in Deutschland durch die Übertragungsnetzbetreiber angefordert werden.

⁹²Bundesnetzagentur (2017)

⁹³Bundesnetzagentur (2021c)

Diese unmittelbare elektrische Nähe zum deutschen Übertragungsnetz ist ein wesentlicher Vorteil des Energiespeicher Riedls. Denn jede Änderung der Leistung des Energiespeicher Riedl wirkt sich auf den Leistungsfluss der Leitungen im Norden des Punktes St. Peter, d. h. in Deutschland aus. Andere Flexibilitätsoptionen weiter südlich, die nicht unmittelbar an der Grenze einspeisen, entfalten pro Leistungsanpassung aufgrund der Vermaschung eine geringere Wirkung auf das deutsche Übertragungsnetz.

Der Energiespeicher Riedl kann somit in besonderem Maße der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs in Deutschland dienen.

Aufgrund der begrenzten Speichergröße des Energiespeicher Riedl würde eine Erhöhung der Einspeiseleistung auch in erster Linie im Rahmen von kurativen Redispatch-Maßnahmen erfolgen. Die Reduzierung der Leistungsentnahme aus dem Netz kann dagegen auch zur präventiven Einhaltung des (n-1)-Kriteriums beitragen.

Um die Transportkapazität im südöstlichen Bayern langfristig zu erhöhen, ist ein Ausbau der über 70 Jahre alten Leitungen Altheim-St. Peter und Pirach-Pleinting vorgesehen. Durch die in Abbildung 4-24 gezeigten Vorhaben, die auch im Bundesbedarfsplangesetz festgeschrieben sind, soll die Übertragungsspannung der Leitungen von 220 kV auf 380 kV sowie ihre Stromtragfähigkeit erhöht werden.

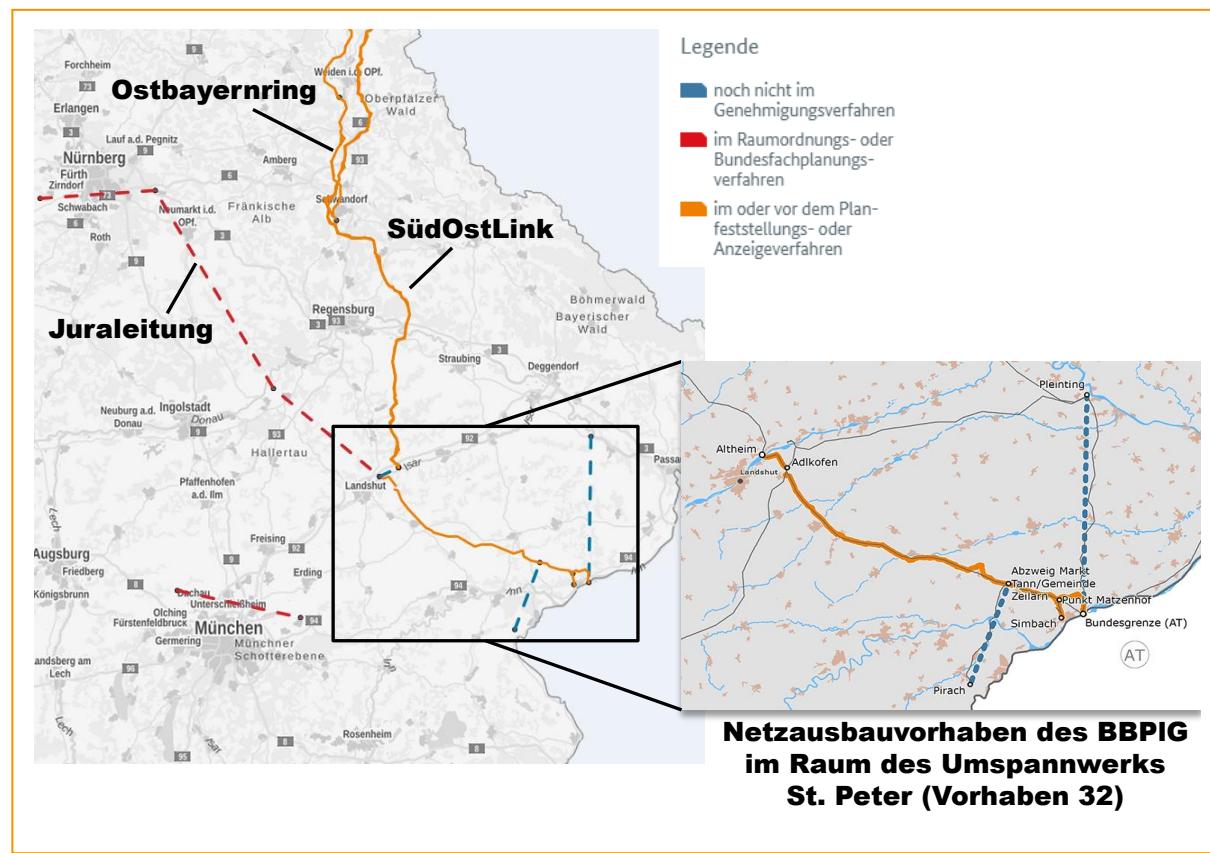


Abbildung 4-24 Übersicht über die Netzausbauvorhaben des BBPIG in Südstbayern⁹⁴

⁹⁴ Bundesnetzagentur (2021d)

Der zuständige deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT begründet den Ausbau der Leitungen insbesondere damit, dass die fluktuierende Windstromeinspeisung aus dem Norden sowie lokale Einspeisung aus PV-Anlagen aus Deutschland mit dem Strom aus österreichischen Pumpspeicherkraftwerken ausgeglichen werden kann.

Altheim – St. Peter

Für den Ausgleich von erneuerbaren Energien aus Deutschland mit Strom aus Pumpspeicherkraftwerken in Österreich wird die Transportkapazität der rund 80 Jahre alten Leitung Altheim – St. Peter erhöht.

Abbildung 4-25 Begründung Leitungsausbau Altheim – St. Peter durch deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT⁹⁵

Durch die Leitungserweiterung von Deutschland über die Grenze bis zu St. Peter (von St. Peter bis zur deutschen Staatsgrenze sind es lediglich 1,9 km) und die direkte Wirkung des Pumpspeicherkraftwerks Riedl auf den österreichischen Netzknoten St. Peter sind die netztechnischen Voraussetzungen zur Schaffung eines grenzüberschreitenden Mehrwerts des Energiespeicher Riedl bereits eingeplant. Denn die Gesamtinbetriebnahme der Leitungsvorhaben soll im Jahr 2028 erfolgen und damit kurz vor der geplanten Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl.

Auch wenn durch den geplanten Netzausbau mittelfristig mit einem Rückgang der auftretenden Engpässe auf den Leitungen Altheim-St. Peter und Pirach-Pleinting zu rechnen ist, ist auch langfristig ein Redispatch-Bedarf im Raum des Umspannwerks St. Peter realistisch. Durch Netzausbauvorhaben wie dem Neubau der HGÜ-Leitung SüdOstLink und die Verstärkung des Ostbayernrings zwischen Redwitz und Schwandorf sowie der Juraleitung zwischen Raitersaich und Altheim werden zukünftig deutlich größere Energiemengen aus dem Norden Deutschlands nach Südostbayern transportiert werden (siehe Abbildung 4-24).

Die im Auftrag des BMWi modellierten “Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland”⁹⁶ zeigen, dass auch über die bisher bis Mitte der 2030er Jahre genehmigten Projekte hinaus ein weiterer Ausbau der Übertragungsnetze infolge eines steigenden Transportbedarfs zu erwarten ist. Aufgrund auch weiterhin zu erwartender Verzögerungen bei der Realisierung von Netzausbauprojekten kann daher auch langfristig mit einem Bedarf an Redispatch-Maßnahmen gerechnet werden. Regelbare Kraftwerkskapazitäten, wie der Energiespeicher Riedl werden somit dauerhaft eine wichtige Rolle bei der Vermeidung von Netzentgängen spielen.

Der Energiespeicher Riedl würde beginnend auf deutschem Staatsboden über eine bestehende 220 kV Doppelleitung, die teilweise im Eigentum des deutschen Übertragungsnetzbetreibers TenneT ist, angeschlossen und wirkt elektrisch direkt auf den Netzknoten St. Peter, welcher lediglich 1,9 km von der deutschen Staatsgrenze entfernt ist. Durch die direkte Verbindung zwischen dem deutschen und österreichischen Übertragungsnetz ausgehend von St. Peter ergibt sich für den Energiespeicher Riedl eine besondere elektrische

⁹⁵ TenneT (2021)

⁹⁶ Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu, Technische Universität Berlin (2021)

Nähe mit einer höheren Sensitivität im Falle von Leistungsanpassungen auf Leitungen in Deutschland als weiter südlich gelegene Kraftwerke.

Bereits heute haben auch regelbare Anlagenkapazitäten, die sich weiter südlich und auf österreichischem Staatsboden befinden, eine hohe Bedeutung für das deutsche Übertragungsnetz. Dies wird durch die deutsch-österreichische Redispatch-Kooperation deutlich, im Rahmen derer auf österreichischer Seite jederzeit ein gesichertes Redispatch-Potential von 1,5 Gigawatt bereitgestellt wird. Dieses Potential wird unter anderem im Rahmen der, für die Auslegung der in Deutschland vorzuhaltenden Netzreserve relevanten, Systemanalysen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt. In der Systemanalyse 2021⁹⁷ hat sich dabei gezeigt, dass in den untersuchten Grenzsituationen das vollständige Potential von 1,5 GW abgerufen werden muss, um die Engpassfreiheit im Netz wiederherzustellen.

Der Energiespeicher Riedl kann durch seine strategische Lage zur Behebung von Netzengpässen innerhalb Deutschlands beitragen

Steigende Nord-Süd Transportbedarfe werden auch zukünftig das deutsche Stromnetz belasten. In Zeiten von Netzengpässen kann die zusätzliche Flexibilität des Energiespeicher Riedl sowohl für den präventiven als auch den kurativen Redispatch eingesetzt werden. Die Lage des Energiespeicher Riedl verspricht für den Redispatch eine besonders effiziente Wirkung auf Engpässe in Südbayern.

4.3.2 Regelleistung

Wie in Kapitel 3.1.1 erläutert müssen die Stromnachfrage und die Stromerzeugung zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein, damit die Netzfrequenz von 50 Hz gewahrt bleibt. Bei Abweichungen außerhalb eines schmalen Toleranzbandes um die 50 Hz droht ein Stromnetzzusammenbruch.

Funktionsweise des Regelleistungsmarktes

Hauptinstrument, um kurzfristige Schwankungen der Netzfrequenz auszugleichen, ist die Regelreserve. Sie wird permanent benötigt, da kleine Störungen der Systembilanz infolge von Prognoseabweichungen der Nachfrage oder fluktuierender Erzeugung sowie ungeplante Kraftwerksausfälle fortwährend auftreten, wodurch die Netzfrequenz ständig von 50 Hz signifikant abweichen würde. Regelreserve wird marktlich durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft. Dabei wird zwischen Regelleistung und Regelarbeit unterschieden. Regelleistung beschreibt die Vorhaltung von regelbarer Leistung (MW), die gesichert für den Abruf von Regelarbeit zur Verfügung steht. Regelarbeit hingegen beschreibt die Arbeit (Energie in MWh), die zur Netzfrequenzstützung tatsächlich eingesetzt wird.

Da die Netzfrequenz sowohl nach oben, im Falle eines Erzeugungsüberschusses, z. B. durch eine höhere tatsächliche Einspeisung von erneuerbaren Energien als prognostiziert, als auch nach unten durch ein Erzeugungsdefizit, z. B. durch einen Kraftwerksausfall, abweichen kann, werden positive und negative Regelleistung unterschieden.

Positive Regelleistung bzw. Regelarbeit erhöht die Netzfrequenz durch zusätzliche Stromerzeugung oder Lastreduktion (Reduktion der Stromnachfrage z. B. durch die Abschaltung von Industrieanlagen). Negative

⁹⁷ Bundesnetzagentur (2021e)

Regelleistung bzw. Regelarbeit senkt die Netzfrequenz, indem die Stromproduktion reduziert oder die Stromnachfrage – die Last – ausgeweitet wird (z. B. durch das Zuschalten von Industrieanlagen).



Abbildung 4-26 Stabilisierung der Netzfrequenz durch Regelreserve

Die Regelleistung bzw. Regelarbeit wird in drei Marktsegmente unterteilt, die unterschiedliche Anforderungen an die Reservequalität und damit an die Anlagen und ihre Betreiber stellen. Am schnellsten müssen Anlagen im Marktsegment *Frequency Containment Reserve* (FCR; Primärregelleistung) auf Abweichungen der Netzfrequenz reagieren, gefolgt von der *Frequency Restoration Reserve with automatic activation* (aFRR; Sekundärregelleistung) und der *Frequency Restoration Reserve with manual activation* (mFRR, Minutenreserveleistung). Die drei Marktsegmente der Regelreserve werden durch die Netzbetreiber i. d. R. kaskadierend zum Einsatz gebracht. Dies ermöglicht, dass schnellreagierende und damit teurere Regelreserve bei länger anhaltenden Ungleichgewichten durch preisgünstigere Anlagen mit langsamerer Aktivierungszeit abgelöst werden können. Damit steht die kurzfristige Regelreserve wieder für neue Bilanzstörungen zur Verfügung.

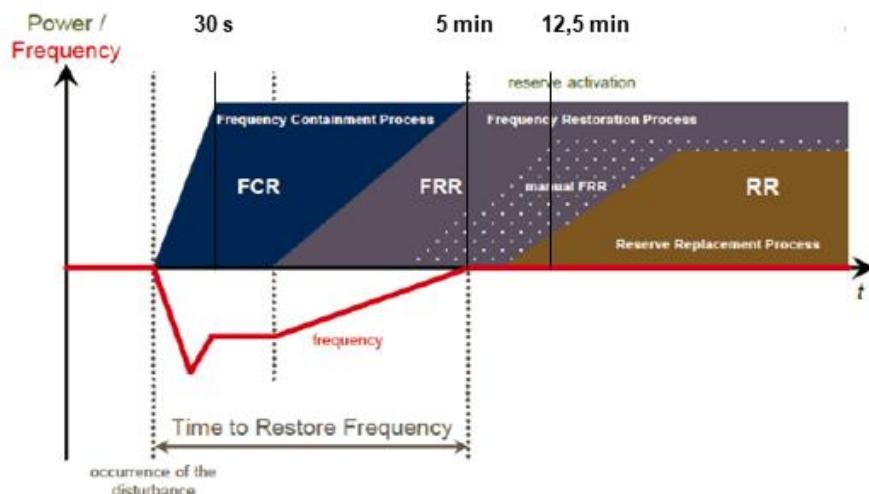


Abbildung 4-27 Kaskade der Regelreserve zur Frequenzstabilisierung⁹⁸

⁹⁸ ENTSO-E (2018)

Das Design der Regelreservemärkte befindet sich derzeit in einem größeren Änderungsprozess infolge der europäischen Harmonisierung des Systemausgleichs im Elektrizitätsversorgungssystem.⁹⁹ Im Folgenden werden die verschiedenen Reservequalitäten bzw. Marktsegmente auf Basis des aktuell in Einführung befindlichen Zielmarktdesigns näher erläutert.

1. Frequency Containment Reserve (FCR) bzw. Primärregelleistung (PRL)

Das kleinste Marktsegment mit einer ausgeschriebenen Leistung von derzeit insgesamt 562 MW für Deutschland ist die PRL. Sie hat die Aufgabe, die Frequenz im Stromnetz permanent automatisch nach oben oder unten auszugleichen. Die durch die Anlagenbetreiber angebotene Leistung muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig erbracht werden können. Zudem müssen Anlagenbetreiber in der Lage sein, mit ihrer Anlage oder mittels Pooling unterschiedlicher Anlagentypen gleichzeitig positive und negative PRL bereitzustellen zu können, da aufgrund der Produktsymmetrie nur eine einzige Ausschreibung erfolgt. Die Regelleistungserbringung hat durch die Anlagenbetreiber vollständig automatisiert zu erfolgen. Ein gesonderter Regelarbeitsmarkt existiert nicht.

2. Frequency Restoration Reserve with automatic activation (aFRR) bzw. Sekundärregelleistung (SRL)

Zur Ablösung der sehr kurzfristigen flexiblen PRL, um die Netzfrequenz bei 50 Hz zu halten, wird durch die Übertragungsnetzbetreiber automatisiert die SRL aktiviert. Sie hat die Aufgabe, ein weiteres Abfallen oder Überschießen der Netzfrequenz zu stoppen. Die Bemessung des SRL-Bedarfs erfolgt anhand eines statistischen Verfahrens und schwankt dadurch je nach Wetter-, Last- und Erzeugungssituation. Im Jahr 2020 betrug der mittlere Bedarf 2101 MW positive SRL und 2022 MW negative SRL in Deutschland sowie jeweils 200 MW positive und negative SRL in Österreich.¹⁰⁰

Die angebotene Leistung muss innerhalb von 5 Minuten vollständig erbracht werden können und wird im Abrufungsfall automatisch durch die Übertragungsnetzbetreiber aktiviert. Für die SRL gibt es sowohl einen Regelleistungs- als auch im Zuge der europäischen Harmonisierung seit dem Jahr 2020 einen Regelarbeitsmarkt (RAM). Anlagenbetreiber, die im Regelleistungsmarkt nicht angeboten haben oder nicht erfolgreich waren, haben die Möglichkeit, nachgelagert und unabhängig vom Regelleistungsmarkt Gebote im RAM abzugeben. Die Anlagen mit den geringsten Geboten im RAM werden durch die Übertragungsnetzbetreiber zuerst aktiviert, teure Anlagen zuletzt (Merit-Order-Prinzip).

3. Frequency Restoration Reserve with manual activation (mFRR) oder Minutenreserveleistung (MRL)

Sollte die Systembilanz auch nach Ablauf des SRL-Zeitfensters von 15 Minuten nicht ausgeglichen sein, wird durch den Übertragungsnetzbetreiber die MRL zusätzlich manuell aktiviert. Alternativ kann dieser die SRL durch MRL auch aus wirtschaftlichen Gründen ersetzen. Das Marktdesign entspricht überwiegend dem des SRL-Marktes. Im Vergleich zur SRL muss gebotene MRL im Zielmarktdesign innerhalb von 12,5 Minuten (heute 15 Minuten) vollständig verfügbar sein.

Die technischen und organisatorischen Anforderungen an die Anlagen sind in marktsegmentadäquate Präqualifikationsbedingungen gefasst, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber den technischen und organisatorischen Marktzutritt regulieren.

⁹⁹ Europäische Kommission (2017)

¹⁰⁰ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021d)

In Abbildung 4-28 ist die je Reservequalität präqualifizierte Leistung in Deutschland dargestellt. In der PRL (FCR) wird diese hauptsächlich durch große Wasserkraftwerke, zu denen von den ÜNB auch die Pumpspeicherkraftwerke gezählt werden, bereitgestellt. Aber auch in den anderen beiden Marktsegmenten ist der Anteil von Wasserkraftwerken bzw. Pumpspeichern an der präqualifizierten Leistung hoch. Pumpspeicher leisten somit bereits heute einen elementaren Beitrag auf der Angebotsseite in Deutschland, der nach dem politisch vereinbarten Ausscheiden insbesondere von Kern- und Kohlekraftwerken in seiner Bedeutung steigen wird. Dennoch ist der Beitrag von Pumpspeichern durch ihr verfügbares Speichervolumen begrenzt. Im Zweifel muss das Oberbecken dementsprechend ausreichend Wasser enthalten, um die vermarktete Regelleistung auch tatsächlich zu erbringen. Im Vergleich zu Pumpspeichern können Batteriespeicher zudem noch schneller Regelleistung erbringen, wodurch bspw. PRL aktuell überwiegend von Batteriespeichern bereitgestellt wird. Jedoch ist das Arbeitsvermögen von Batteriespeichern mit i. d. R. nur einer Vollaststunde noch deutlich kleiner als bei Pumpspeichern.¹⁰¹

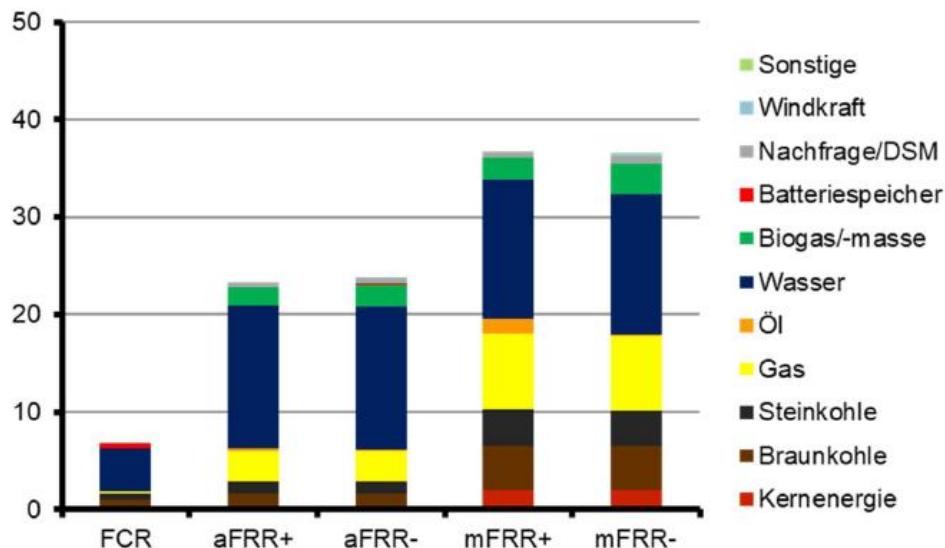


Abbildung 4-28 Präqualifizierte Leistung (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie in Deutschland (Stand: 01.09.2020)¹⁰²

Internationale Kooperation im Regelreservemarkt

Das kontinentaleuropäische Verbundnetz besteht derzeit aus über 30 Regelzonen, die grundsätzlich unabhängig voneinander für den Ausgleich der schwankenden Netzfrequenz verantwortlich sind. Aufgrund des grenzüberschreitenden Synchronverbundes, d. h. dass Leistungsungleichgewichte in einer Regelzone durchaus Auswirkungen auf die Frequenz im gesamten Synchronverbund haben, ist eine regelzonenumüberschreitende Harmonisierung des Abrufs anzustreben. Denn in unterschiedlichen Regelzonen können gleichzeitig Leistungsungleichgewichte in unterschiedliche Richtungen (Erzeugungsüberschuss und -defizit) auftreten, die bei einer Ausregelung je Regelzone zu einem gegenläufigen Abruf von positiver Regelarbeit in der einen und gleichzeitig negativer Regelarbeit in der anderen Regelzone führt, obwohl es sinnvoller wäre, die Bilanzierung vorab durchzuführen. Um unnötige Kosten der Regelreserve zu vermeiden und die Regelleistungsbeschaffung besser zu koordinieren, haben sich die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2008 zum

¹⁰¹ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021d)

¹⁰² 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2020d)

Netzregelverbund zusammengeschlossen. Der Verbund umfasst derzeit vier Module: (1) die Vermeidung gegenläufiger Regelleistungsaktivierung, (2) die gemeinsame Dimensionierung der Regelleistung, (3) die gemeinsame Regelleistungsbeschaffung und (4) die kostenoptimale Aktivierung der Regelleistung.

In den letzten zehn Jahren sind auch 15 ausländische Netzbetreiber dem internationalen Netzregelverbund (International Grid Control Cooperation – IGCC) beigetreten, darunter Energinet (Dänemark), TenneT NL (Niederlande) und Swissgrid (Schweiz).¹⁰³ APG (Österreich) ist seit dem 01.04.2014 Teil des Netzregelverbundes. Im Rahmen des IGCC kommt derzeit lediglich Modul 1, also die Saldierung von Leistungsungleichgewichten zum Tragen. APG und die deutschen Übertragungsnetzbetreiber beschaffen jedoch bereits seit 2015 Regelarbeit in einer gemeinsamen Ausschreibung mit den Netzbetreibern von Belgien, Niederlande, Frankreich und der Schweiz für PRL und seit 2019 in einer gemeinsamen AT-DE-Ausschreibung für SRL. Der Einsatz der SRL wird bereits seit 2016 zwischen den deutschen und der österreichischen Regelzone optimiert.

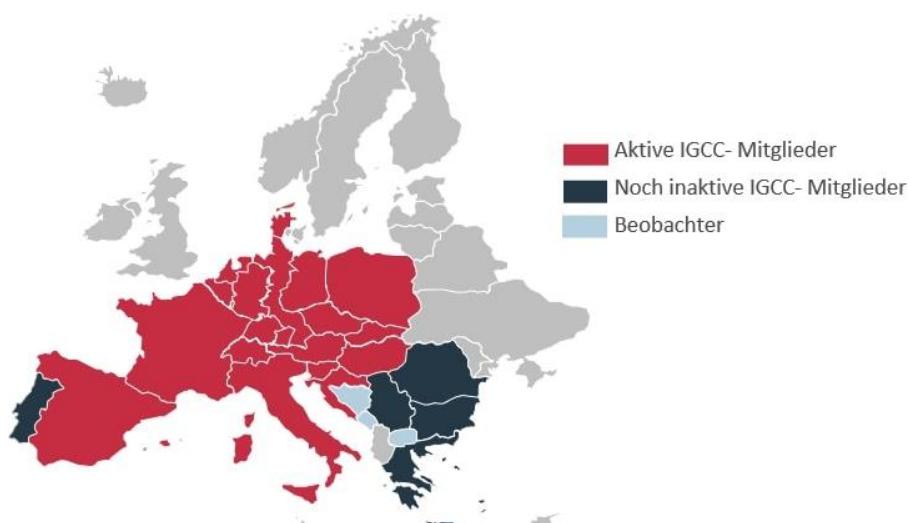


Abbildung 4-29 Imbalance Netting Kooperationen mit APAG (Stand November 2020)¹⁰⁴

Der gemeinsame PRL- und SRL-Markt zwischen Deutschland und Österreich hat zur Folge, dass Regelleistungs- und im Falle der SRL auch Regelarbeitsgebote in eine gemeinsame Merit-Order-Liste übernommen werden. Dadurch profitieren beide Länder von einem größeren Angebot und sinkenden Beschaffungskosten für Regelleistung sowie Sekundärregelarbeit, sofern die Übertragungskapazitäten für die gegenseitige Regelarbeitsvorhaltung und -erbringung ausreichend sind.

Zukunftstrends im Regelreservemarkt

Die zukünftige Entwicklung des Regelreservemarktes ist abhängig von der Entwicklung des Regelreservebedarfes, der Entwicklung des Anlagenparks und von der Weiterentwicklung des Marktdesigns.

Trotz des zu erwartenden stärkeren Ausbaus der fluktuiierenden erneuerbaren Energien kann zukünftig lediglich mit einer moderat höheren Regelleistungsnachfrage gerechnet werden. Denn die weitere Verbesserung der EE-Einspeiseprognose und die deutlich genauere Lastprognose infolge intelligenter Messsysteme wirkt dem entgegen.

¹⁰³ Eine aktuelle Auflistung aller beteiligten Netzbetreiber findet sich unter: <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktinformationenApg>

¹⁰⁴ Austrian Power Grid (2020b)

Auf der Angebotsseite werden durch den Kernenergieausstieg bis 2022 und dem Kohleausstieg bis spätestens 2038 viele regelbare, thermische Anlagen in Deutschland aus dem Regelreservemarkt ausscheiden. In Österreich ist der Kohleausstieg bereits vollzogen. Eine potentiell entstehende Angebotslücke durch einen insgesamt kleineren, disponiblen thermischen Kraftwerkspark muss notwendigerweise durch andere Technologien geschlossen werden. Zuvor kommen hier Stromspeicher wie der Energiespeicher Riedl infrage, die Lücke zu schließen. Mit Durchdringung der Digitalisierung und Flexibilisierung des Marktdesigns kann ebenso ein zunehmender Markteintritt von alternativem Flexibilitätspotential in der Form von EE-Anlagen, dezentralen Batteriespeichern, BHKW, Notstromaggregaten sowie Demand-Side-Response (DSR) und Power-to-Heat-Anlagen erwartet werden.

Um den Markteintritt möglichst vieler Anlagen zu ermöglichen, wird es notwendig sein, das Marktdesign zusätzlich zu flexibilisieren. Dies kann bspw. durch die weitere Verkürzung der Gebotszeiträume und Produktzeitscheiben auf eine stündliche Ausschreibung realisiert werden, wodurch kurzfristige Flexibilitätsoptionen für die Regelreserve gehoben werden können. Durch die Ausweitung länder- bzw. regelzonenübergreifender Ausschreibungen und Einsatzoptimierungen im Zuge der Implementierung des EU-Zielmarktdesigns wird zudem beabsichtigt, den Wettbewerb im Regelreservemarkt durch einen interzonalen Leistungs- und Arbeitsausgleich weiter zu intensivieren und die Liquidität des Marktes zu erhöhen.

Wirkung des Energiespeicher Riedl im Regelreservemarkt

Pumpspeicherkraftwerke im Allgemeinen und damit auch der Energiespeicher Riedl sind zur Erbringung von Regelreserve besonders geeignet. Zum einen kann dieser hoch dynamisch auf wechselnde Anforderungen reagieren, also seine Leistungsbereitstellung innerhalb von wenigen Sekunden bzw. Minuten durch gleichzeitiges Pumpen und Turbinieren (sog. hydraulischer Kurzschluss) sicherstellen. Sowohl hinsichtlich Anfahrzeiten als auch Leistungsgradienten ist der Energiespeicher aufgrund ausbleibender thermodynamischer Restriktionen, wie sie in thermischen Kraftwerken zu beachten sind, deutlich flexibler. Zum anderen kann der Energiespeicher Riedl, sowohl positive als auch negative Regelleistung über ein breites Leistungsband bereitstellen, da er sowohl als Stromeinspeiser (turbinieren) als auch als Stromentnehmer (pumpen) agieren kann. Ein weiterer Vorteil ergibt sich daraus, dass bei wachsendem Anteil von erneuerbaren Energien im Stromsystem zunehmend EE-Strom eingespeichert werden kann, der zu einem späteren Zeitpunkt für die Bereitstellung positiver Regelleistung genutzt werden kann. Entsprechend reduziert sich der CO₂-Ausstoß bei der Erbringung von Regelarbeit.

Im laufenden Turbinierbetrieb ist der Energiespeicher Riedl technisch in der Lage einen Teil seiner Leistung als Primärregelleistung zu vermarkten. Für das SRL- und MRL-Marktsegment steht aufgrund der schnellen Reaktionsgeschwindigkeit das komplette Leistungsband von +/- 300 MW technisch zur Verfügung, sodass lediglich der Speicherfüllstand für einen möglichen Abruffall eine Restriktion darstellen kann. Grundsätzlich kann damit in allen Regelreservemarktsegmenten der Energiespeicher Riedl die angebotene Leistung und damit den Wettbewerb erhöhen, was somit auch zu niedrigeren Regelleistungspreisen führen sollte.

Aufgrund der technischen Möglichkeit des Energiespeicher Riedl, ein großes Leistungsband an SRL bereitzustellen, und der vorgestellten Regelleistungskooperation u. a. zwischen Deutschland und Österreich im Marktsegment SRL ergibt sich hieraus das Potential, die Kosten der Regelleistung und Regelenergie auch für die deutschen Netzbetreiber und damit letztlich für die deutschen Netznutzer zu reduzieren.

Energiespeicher Riedl stellt zusätzliche Flexibilität im Regelleistungsmarkt bereit und kann preissenkend für Österreich und Deutschland für Sekundärregelleistung wirken

Der Energiespeicher Riedl stellt durch seine Möglichkeit der hohen Reaktionsgeschwindigkeit auf Frequenzabweichungen eine zusätzliche Steigerung des Flexibilitätsangebots im Regelleistungsmarkt dar. Durch das zusätzliche Angebot des Energiespeicher Riedl kann dieser dabei zur Senkung der Preise im österreichischen und deutschen Sekundärregelleistungsmarkt beitragen und somit die monetäre Belastung deutscher Netzkunden reduzieren.

4.3.3 Momentanreserve

Neben dem marktlich organisierten Instrument der Regelreserve zur Frequenzstützung hat der Synchronverbund natürliche Reserven, die der Frequenzstabilität dienen.

Durch die Rotationsgeschwindigkeit von großen Generatoren und Turbomaschinensätzen hat das elektrische System eine inhärente Trägheit gegen Frequenzabweichungen, da jede Veränderung der Netzfrequenz auch zu einem abbremsen (sinkende Frequenz) oder zu einer Beschleunigung (steigende Frequenz) dieser mit dem Netz synchron laufenden Massen unmittelbar führen muss. Diese Trägheit wird auch Momentanreserve genannt, da sie der Veränderung im sehr kurzfristigen Zeitbereich von wenigen Millisekunden bis Sekunden entgegenwirkt und somit zeitlich vor den marktlich organisierten Regelreserven anzusiedeln ist (vgl. Abbildung 4-30).

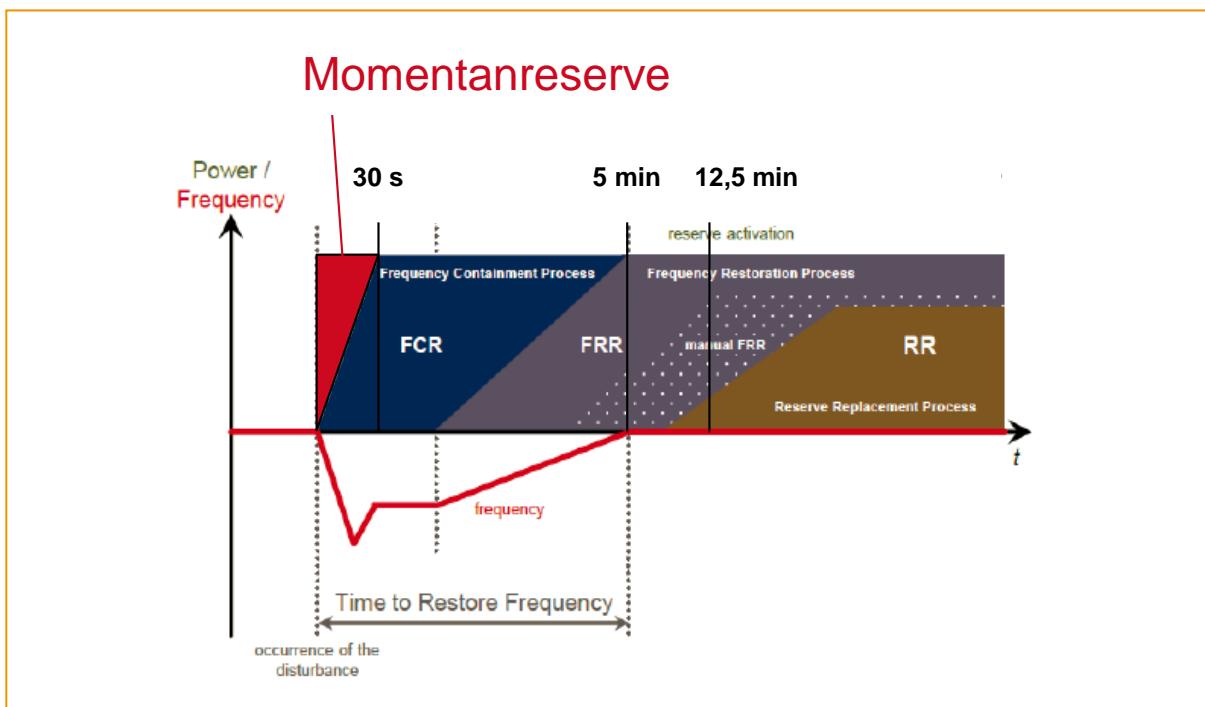


Abbildung 4-30 Kaskade der Regelreserve zur Frequenzstabilisierung schematisch ergänzt um Momentanreserve durch B E T, ursprüngliche Quelle ENTSO-E (2018)

Es ist zu erwarten, dass das zukünftige Energieversorgungssystem insbesondere durch dezentrale PV- und Windenergieeinspeisung geprägt sein wird. Die Anzahl von Kraftwerken mit großen Turbomaschinensätzen und entsprechenden mit dem Netz synchron laufenden großen rotierenden Massen wird, insbesondere in Stunden mit viel EE-Erzeugung, erheblich sinken, da die dezentralen Stromerzeuger über Umrichter an das Stromverteil- bzw. Übertragungsnetz angebunden sind. Die über Umrichter und entsprechender Leistungselektronik verbundenen Erzeugungsleistungen wie PV-Anlagen besitzen keine natürliche Trägheit durch rotierende Massen. Leistungselektronisch sind zwar sehr schnelle Regelungen möglich und die Berücksichtigung von synthetischer bzw. virtueller Trägheit¹⁰⁵ im Rahmen der Programmierung möglich, jedoch kann die Kommunikation zwischen den vielen dezentralen Anlagen eine zukünftige Herausforderung darstellen, da eine gleichzeitige Regelung aller Umrichter auf ein Frequenzsignal zu Frequenzsprüngen führen könnte.

Das Pumpspeicherkraftwerk Riedl kann in einem zukünftig stark von erneuerbaren Energien und Umrichter dominierten System mit seinen rotierenden Massen durch die Turbinen einen wesentlichen Beitrag zur sehr kurzfristigen Stützung der Frequenz liefern.

Energiespeicher Riedl kann Beitrag zur gemeinsamen europäischen Frequenzstützung im ganz kurzfristigen Zeitbereich liefern

Für die instantane Netzfrequenzstützung sowie für den sehr kurzfristigen Zeitbereich weniger Sekunden bedarf es der Momentanreserve bis die Primärregelleistung ihre Wirkung entfaltet. Durch den Wegfall großer rotierender, mit dem Netz synchron laufender Massen, thermischer Kraftwerkskapazitäten und dem starken Zubau von dezentralen, über Umrichter angeschlossenen PV-Anlagen, steigt die Bedeutung der verbleibenden rotierenden Massen wie die des Energiespeicher Riedl. Diese kurzfristige Frequenzstützung kommt dabei dem gesamten zentraleuropäischen Synchronverbund zugute.

4.3.4 Verbesserte Netzauslastung und Spannungshaltung

Im Sinne einer effizienten Netznutzung sollen Netzelemente zukünftig bestmöglich ausgelastet werden. Höhere Auslastungen der Netzelemente führen das System näher an die Stabilitätsgrenzen heran.¹⁰⁶

Zur Wahrung der Systemstabilität ist neben der bereits adressierten Frequenzhaltung auch die Netzspannung an allen Netzknoten innerhalb eines Toleranzbandes zu halten. Im Gegensatz zur Netzfrequenz, die im gesamten Synchronegebiet identisch ist, stellen die Spannungen an den einzelnen Netzknoten regionale bzw. lokale Größen dar, die sich signifikant unterscheiden können.

Bei der Übertragung von elektrischer Energie im Wechselstromsystem wird zwischen der Wirkleistung und Blindleistung unterschieden. Die Wirkleistung kann dabei in andere Energieformen im Verbraucher umgesetzt werden, die Blindleistung hingegen nicht. Für den Auf- und Abbau von Magnetfeldern ist Blindleistung erforderlich und ermöglicht erst eine Stromübertragung.

Da elektrische Motoren, Kondensatoren sowie die Übertragungsleitungen und Kabel Magnetfelder erzeugen und damit Blindleistung verbrauchen, müssen Blindleistungsanteile aus dem Netz bezogen bzw. ins Netz gespeist werden. Hohe Blindleistungen belasten jedoch die Netze und schmälern ihr Durchleitungsvermögen von Wirkleistung. Denn im Stromsystem muss die sogenannte Scheinleistung, welche sich aus Wirkleistung

¹⁰⁵ Im englischen unter den Begriffen synthetic und virtual inertia diskutiert.

¹⁰⁶ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021b)

und Blindleistung zusammensetzt, übertragen werden. Insgesamt ist die Blindleistung im System somit möglichst gering zu halten.

Vereinfacht zusammengefasst: Der nutzbare Anteil des Stroms käme ohne Blindleistung nicht vom Erzeuger zum Verbraucher. Die Blindleistung ist jedoch auf ein Minimum zu reduzieren, um die Leitungen nicht unnötig mit für den Verbraucher nicht nutzbarer Leistung „zu verstopfen“. Für diesen sehr komplexen Zusammenhang wird oft eine Analogie zu einem Bierglas (vgl. Abbildung 4-31) hergestellt:

Das Bier entspricht der Wirkleistung, der Bierschaum der Blindleistung. Aus beiden zusammen ergibt sich die Scheinleistung. Ohne Schaum könnte das Glas wirkungsvoller gefüllt werden, er gehört jedoch in Maßen zu einem guten Bier.

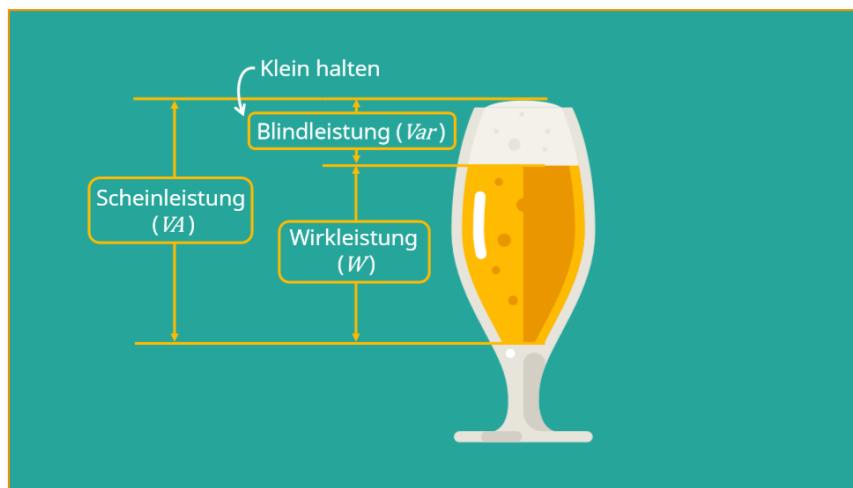


Abbildung 4-31 Veranschaulichung von Wirk- und Blindleistung anhand eines Bierglases¹⁰⁷

Da die Scheinleistung die relevante Größe für die Verluste bei der Übertragung von elektrischer Energie im Wechselstromsystem ist, ergibt sich die Möglichkeit, durch Blindleistungsmanagement gleichzeitig die Wirkleistungsübertragung zu maximieren und die Verluste zu reduzieren.

Dabei gibt es zwei Arten von Blindleistung, die sich bei gleichem Betrag gegenseitig aufheben.

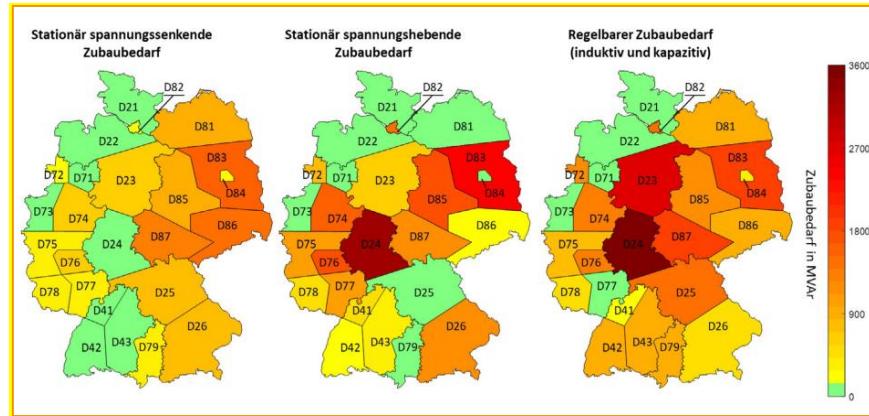
- Induktive Blindleistung entsteht u. a. durch Spulen von Elektromotoren
- Kapazitive Blindleistung entsteht u. a. in Kondensatoren

Durch geschicktes Blindleistungsmanagement am richtigen Ort ist es somit möglich, die Blindleistungsbilanz zu reduzieren und einzustellen.

Aufgrund wegfallender Erzeugungskapazitäten im Süden Deutschlands u. a. in Bayern, insbesondere durch den Kernenergieausstieg (Kernkraftwerk Isar II geht 2022 vom Netz), reduzieren sich mögliche regelbare Blindleistungsquellen in dieser Region. Im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsplans erfolgt eine Einschätzung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich des Zubaubedarfs von stationären sowie regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen.

Aus Abbildung 4-32 ist ersichtlich, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber für Südbayern einen Bedarf an regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen (rechte Grafik) bestimmt haben.

¹⁰⁷ Studyflix (2021)

Abbildung 4-32 Zubaubedarfe Blindleistung, Zieljahr 2035¹⁰⁸

Der Energiespeicher Riedl ist technisch mit seinen Synchrongenerator/-motor in der Lage, sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung regelbar in verschiedenen Arbeitspunkten zu liefern. Durch die Wirkung auf den Netzknoten St. Peter können somit ein wesentlicher Beitrag zu Blindleistungsmanagement und Wirkleistungsflusssteuerung für das südliche deutsche Übertragungsnetz geleistet und damit die Netzverluste im deutschen Übertragungsnetz reduziert werden. Die Blindleistungsregelung kann darüber hinaus auch im sogenannten Phasenschieberbetrieb erfolgen, wobei der Generator ohne Last und Wirkleistungseinspeisung mit dem Stromnetz gekoppelt wird.

Der Energiespeicher Riedl kann dem System Blindleistung zur Verfügung stellen, um die Systemstabilität in Südbayern zu erhöhen, eine verbesserte Netzauslastung zu ermöglichen und Netzverluste zu reduzieren

Der Energiespeicher Riedl kann zum Blindleistungsmanagement für das südliche deutsche Übertragungsnetz einen Beitrag liefern und somit zu einer erhöhten Systemstabilität, besseren Netzauslastung und Reduzierung der Netzverluste im deutschen Übertragungsnetz eingesetzt werden.

4.3.5 Versorgungssicherheit

Aus Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit kann der Energiespeicher Riedl einen Beitrag zur Überbrückung von Dunkelflauten und insbesondere hinsichtlich der Schwarzstartfähigkeit für den gesamten kontinentaleuropäischen Synchronverbund und aufgrund des Standortes im Besonderen einen für Süddeutschland grenzüberschreitenden Beitrag leisten.

Dunkelflaute

Bei zunehmendem Ausbau von fluktuierenden, dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien können auch Zeitperioden auftreten, bei denen sowohl sehr wenig Wind- als auch Solarstrahlungsangebot vorhanden ist.

¹⁰⁸ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021b)

Diese Phasen von mehreren Tagen oder Wochen werden auch als ‚Dunkelflaute‘ bezeichnet. In diesen Zeiten muss die Stromerzeugung aus anderen Technologien als Windenergie- und Photovoltaikanlagen gedeckt werden. Die Sorge vor ‚Dunkelflauten‘ an mehreren Tagen und Wochen erfordert somit zusätzliche disponible Erzeugungsleistung und/oder Nachfrageflexibilität im System. Abbildung 4-33 zeigt eine exemplarische kalte Dunkelflaute in Deutschland aus dem Jahr 2017, in der es in zehn aufeinander folgenden Tagen zu einer sehr geringen Einspeisung von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland gekommen ist.

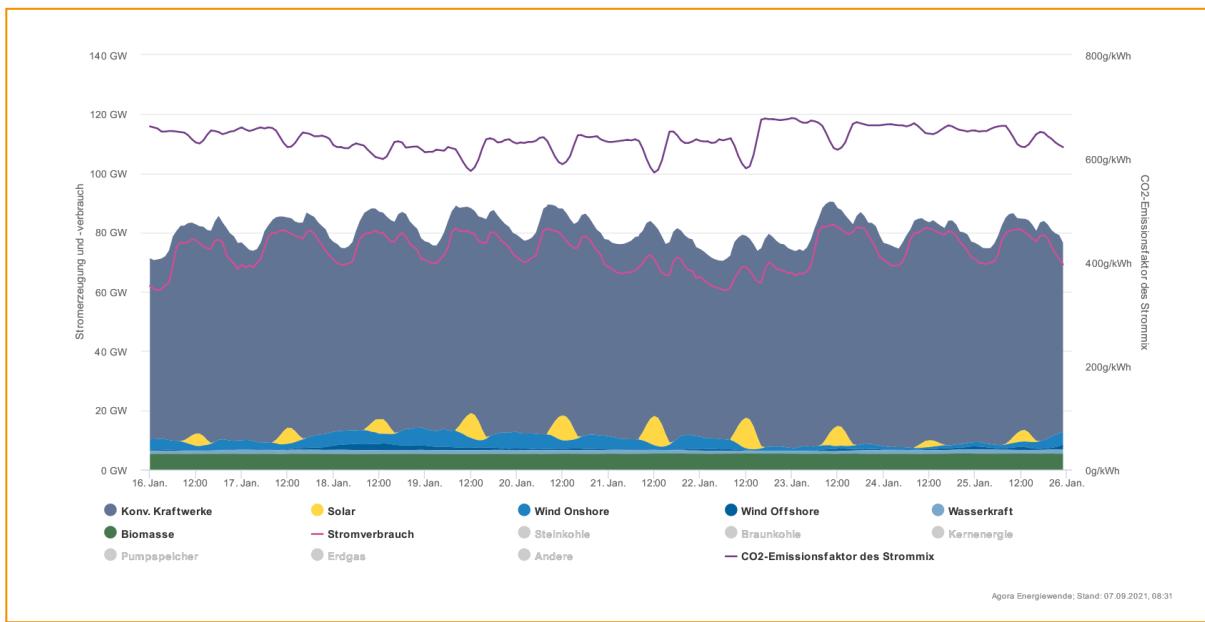


Abbildung 4-33 Kalte Dunkelflaute vom 16.01.2017 bis 25.01.2017¹⁰⁹

Der Energiespeicher Riedl ist mit einem Energy-to-Power Verhältnis von mehr als elf Stunden¹¹⁰ ausgestattet und zählt damit zu den größeren Pumpspeicherkraftwerken. Damit ist es in der Lage bei vollem Speicher einen wertvollen Beitrag in Situationen einer ‚Dunkelflaute‘ zu leisten. Die Anzahl der Haushalte, die bei gefülltem Speicher eine Woche lang versorgt werden können, liegt bei über 50.000. Dies zeigt, dass das Pumpspeicherkraftwerk Riedl einen signifikanten Beitrag zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Zeiten mit niedrigem Dargebot aus erneuerbaren Energien liefern kann.

Energiespeicher Riedl leistet Beitrag zur Versorgung in Zeiten von Dunkelflauten mit wenig Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen

Der Energiespeicher Riedl kann mit seinem Speichervermögen von 3.500 MWh in Zeiten fehlender Erzeugung von erneuerbaren Energien mehr als 50.000 Haushalte über eine Woche lang versorgen und kann somit einen wichtigen Beitrag zu Versorgungssicherheiten in Zeiten von Dunkelflauten liefern.

¹⁰⁹ Agora Energiewende (2021)

¹¹⁰ 3.500 MWh Speichervermögen zu 300 MW maximaler Turbinenleistung

Schwarzstartfähigkeit

Den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern stehen eine Vielzahl an Maßnahmen zur Verfügung, um einen großräumigen Stromausfall zu verhindern. In extremen und sehr seltenen Situationen kann es trotz möglicher Gegenmaßnahmen wie der Aktivierung von Regelleistung, Reserven und gezielten Lastabschaltungen zu einem solchen Störereignis kommen.

Ein Beispiel aus der Vergangenheit, ist der unter dem Namen „Emslandstörung“ bekannte Stromausfall in Europa aus dem Jahr 2006. Dabei kam es zu einem flächendeckenden ‚Blackout‘, der sich über Teile von Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien, Italien und Spanien erstreckte und zu einer Unterbrechung der Stromversorgung für mehr als 15 Millionen Haushalte führte.¹¹¹

Auch in jüngerer Vergangenheit, im Januar 2021, war das kontinental europäische Verbundsystem von einem Blackout bedroht. Unregelmäßigkeiten in Kroatien führten letztendlich zu einem sogenannten System Split, sodass der europäische kontinentale Synchronverbund in zwei Teile geteilt wurde und damit Südost Europa nicht mehr mit gleicher Frequenz und gleicher Phase mit Zentraleuropa gekoppelt war. In diesem Fall konnte durch die grenzüberschreitende Koordination von Gegenmaßnahmen ein Blackout durch die Übertragungsnetzbetreiber verhindert werden.

Für den Fall des Eintritts eines flächendeckenden Stromausfalls haben die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber Notfallmaßnahmen erarbeitet, die eine möglichst schnelle Wiederversorgung ermöglichen sollen. Dabei sind sie auf schwarzstartfähige Kraftwerke und eine durchgehende Kommunikationsmöglichkeit zwischen den Netzbetreibern und den relevanten Systemen zur Koordination angewiesen. Unter Schwarzstartfähigkeit wird dabei die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage verstanden, ohne elektrischen Energiebezug aus dem Stromnetz – und somit unabhängig von diesem – vom abgeschalteten Zustand aus in Betrieb zu gehen. Ohne die Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen wäre es unmöglich das Stromnetz nach einem ‚Blackout‘ wieder in Betrieb zu nehmen.

Die Schwarzstartfähigkeit stellt für viele Erzeugungsanlagen eine sehr große Herausforderung dar, denn bspw. in thermischen Kraftwerken wie Kern- und Kohlekraftwerken benötigen viele Komponenten wie Brennstoffförderungsanlagen (z. B. Kohlemühlen) oder Pumpen für die Kühlwasserversorgung eine externe Stromversorgung bevor das Kraftwerk in der Lage ist, den Eigenbedarf zu decken.

Gaskraftwerke können mit Hilfe von Batteriespeichern schwarzstartfähig gemacht werden. Besonders geeignet für den Schwarzstart sind jedoch Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke.

Die besondere Eignung der Wasserkraft für einen Schwarzstart ist darauf zurückzuführen, dass nur sehr wenig Energie für die Verstellung einzelner Ventile bzw. Schieberegler notwendig ist und das Wasser danach fluss- bzw. talabwärts Richtung Turbinen strömen kann. Dabei wird das Pumpspeicherkraftwerk zuerst in einem Inselbetrieb gehalten bevor eine Synchronisation mit dem Netz erfolgt. Sobald eine Netzsynchronisation hergestellt wurde, können sukzessiv Stromverbraucher zugeschaltet werden und die Leistung des Pumpspeicherkraftwerks entsprechend erhöht werden. Umliegende Großkraftwerke können entsprechend dann ihren Eigenbedarf für die Anfahrt des Kraftwerkes aus dem Netz decken und danach ihren Beitrag zur Wiederherstellung der Stromversorgung leisten.

¹¹¹ Entso-E (2007)

Der Energiespeicher Riedl wäre besonders für die Netzwiederaufbaukonzepte der deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreiber geeignet. Dabei sind zwei Aspekte besonders hervorzuheben.

Erstens, durch die 220 kV Doppelleitung vom Umspannwerk Jochenstein auf deutschem Staatsboden zum Netzknoten St. Peter auf österreichischem Staatsboden, wirkt das Pumpspeicherkraftwerk auf den Netzknoten in Österreich, der netztechnisch unmittelbar an der Grenze zu Deutschland liegt. Aufgrund dieser unmittelbaren netztechnischen Nähe können somit Wiederaufbaukonzepte in der Region Südbayerns des deutschen Übertragungsnetzbetreibers der TenneT besonders gut unterstützt werden.

Zweitens, ist am Umspannwerk Jochenstein ebenfalls das Laufwasserkraftwerk Jochenstein mit einer Engpassleistung von 132 MW angeschlossen. Die Kombination von Laufwasserkraftwerk und Energiespeicher Riedl am gleichen Netzknoten erweitern die Möglichkeiten für den Wiederaufbau eines ausgesunkenen Stromnetzes beträchtlich. Da das Pumpspeicherkraftwerk seine Leistung flexibel und sehr schnell anpassen kann, können Leistungssprünge durch das Hinzuschalten von Verbrauchern und Netzsynchronisation weiterer Kraftwerke sehr gut abgefangen werden. Das mit begrenzten Flexibilitäten ausgestattete Laufwasserkraftwerk kann jedoch nach Zuschalten erster Verbraucher wieder eine gewisse Grundlast liefern, sodass das Pumpspeicherkraftwerk entlastet wird und für weitere Leistungsschritte bei der sukzessiven Wiederherstellung zur Verfügung stehen kann.

Die DKJ hat uns bestätigt, dass bereits heute Vereinbarungen zur Bereitstellung von Energie aus dem Laufwasserkraftwerk Jochenstein für den Schwarzstartfall des deutschen Netzes zwischen dem deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT und den Donaukraftwerken Jochenstein existieren. Darüber hinaus lässt sich aus den Aussagen von DKJ schlussfolgern, dass TenneT einen Vertrag mit dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG hat, der das Durchschalten der Energie aus Jochenstein nach Deutschland im Umspannwerk St. Peter für den Schwarzstartfall sicherstellt. Damit leisten die Donaukraftwerke Jochenstein bereits heute einen wesentlichen Beitrag zu Sicherung des bayerischen und deutschen Stromnetzes, welcher durch den Energiespeicher Riedl noch deutlich gesteigert und ausgebaut werden kann.

Schwarzstartfähigkeit des Energiespeicher Riedl stärkt Versorgungssicherheit in Süddeutschland

Flächendeckende Stromausfälle sind sehr seltene Ereignisse. Die Vergangenheit hat jedoch gezeigt, dass solche Extremsituationen durchaus eintreten können. Für diese Fälle sind Notfallpläne der Übertragungsnetzbetreiber auf schwarzstartfähige Kraftwerke angewiesen. Durch die Lage und direkte elektrische Verbindung des Energiespeicher Riedl an einen zentralen Netzknoten an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich sowie die Kombination mit dem bestehenden Laufwasserkraftwerk Jochenstein am selben Netzanschlusspunkt wäre der Pumpspeicher in der Lage einen sehr wichtigen Beitrag für den Netzwiederaufbau in der Region Südbayerns leisten zu können. Die besondere Bedeutung für das deutsche Übertragungsnetz zeigt sich auch daran, dass das Donau-Laufwasserkraftwerk Jochenstein bereits heute in das Netzwiederaufbaukonzept des deutschen Übertragungsnetzbetreibers TenneT eingebunden ist.

5 Zusammenfassende Einordnung und Bewertung des Energiespeicher Riedl

Dieses Kapitel fasst die Erkenntnisse der Analyse der Kapitel 3 und 4 zusammen und nimmt auf dieser Basis eine Bewertung des Projekts Energiespeicher Riedl vor. Als Erstes wird die Pumpspeichertechnologie in die Riege der anderen Flexibilitätsoptionen eingeordnet. Da der Energiespeicher Riedl nicht in direkter Konkurrenz zu einem anderen spezifischen Projekt steht, hat diese Einordnung allgemeinen Charakter. Als Zweites wird eine Bewertung des Energiespeicher Riedl anhand des energiepolitischen Zieldrecks durchgeführt, d.h. der drei übergeordneten Kriterien Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit. Als Drittes wird auf den Mehrwert des Projekts für die Netzsituation zwischen österreichischem & deutschem sowie innerhalb des deutschen Marktgebiets eingegangen.

5.1 Vergleich von Pumpspeichern mit anderen Flexibilitätsoptionen

Pumpspeicher sind eine seit Jahrzehnten bewährte Stromspeichertechnologie, die im System wichtige Leistungen erbringt, darunter die Verschiebung der Strombereitstellung und damit die Vermeidung von Emissionen, die Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und von Netzengpassmanagement. Im zukünftigen Stromsystem gibt es absehbar für alle diese Funktionen verstärkten Bedarf, zum einen wegen der Zunahme der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Erzeugung, zum anderen wegen des schrittweisen Wegfalls konventioneller Erzeugungstechnologien.

Wie in Abschnitt 3.2.2 erläutert, können alle diese Funktionen grundsätzlich auch von anderen Speichertechnologien bereitgestellt werden, wobei nur Großbatterien und Druckluftspeicher ein ähnlich breites Aufgabenspektrum abdecken. Batterien sind jedoch auf absehbare Zeit wesentlich teurer; Druckluftspeicher sind an seltene geologische Gegebenheiten gebunden (der Verfügbarkeit ausreichend dichter Kavernen).

Auch die Laststeuerung (engl. DSM) kann auf die mittlere bis längere Sicht einen Beitrag zur notwendigen Flexibilisierung des Stromsystems leisten (vgl. Abschnitt 3.2.3), mit Beiträgen insbesondere bei Systemdienstleistungen, beim Engpass- und beim Bilanzkreismanagement. Überschuss-Strom auf Basis von EE-Erzeugung kann in Verbindung mit Wärme/Kältespeichern zudem als Wärme/Kälteenergie genutzt werden. Wirklich günstige Laststeuerungsoptionen stehen jedoch nur über kurze Zeiträume zur Verfügung, d.h. im Bereich von 5 bis 15 Minuten. Bei längeren Zeiträumen entstehen teils erhebliche Opportunitätskosten durch eine Stromunterbrechung. Die Aufnahme von Überschussstrom ist in Wärme- und Kältesystemen zwar grundsätzlich möglich, aber durch die entsprechenden Bedarfe begrenzt.

Schließlich können (und werden) eine Reihe von Funktionen auch in Zukunft durch Gaskraftwerke bereitgestellt werden, die zur Erreichung der Klimaneutralität auf Wasserstoff und biogene Brennstoffe umgestellt werden müssen (vgl. Abschnitt 3.1.1). Dies gilt für Systemdienstleistungen und das Engpassmanagement ebenso wie für die Energiebereitstellung, vor allem während kritischer Versorgungssituationen (Dunkelflauten). Bei steigenden CO₂-Preisen bzw. angesichts der hohen Anfangsinvestitionen in den Aufbau der Wasserstoff-Wirtschaft stellen Gaskraftwerke (auf Erdgas bzw. Wasserstoffbasis) jedoch ebenfalls eine in der nahen Zukunft tendenziell teure Flexibilitätsoption dar.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Pumpspeicher eine kostengünstige Energiespeichertechnologie darstellen, die wichtige gegenwärtige und zukünftige Bedarfe decken kann. Absehbar werden auch andere Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen müssen, diese sind jedoch nach derzeitigem Stand der technologischen Entwicklung deutlich teurer. Dabei stellt sich unseres Erachtens auch nicht die Frage nach einem „entweder oder“, denn für die erfolgreiche Bewältigung der Herausforderungen in der Energiewende werden verschiedene Flexibilitätsoptionen benötigt, sodass die erprobte Technologie der Pumpspeicher im Rahmen der bestehenden Ausbaupotentiale einen wesentlichen Beitrag zu einem kosteneffizienten, ökologischen und sicheren Energieversorgungssystem leisten kann.

5.2 Bewertung des Energiespeicher Riedl

Der geplante Energiespeicher Riedl kann in allen drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks Beiträge leisten, d.h. genauer der kostengünstigen Strombereitstellung, der Erreichung klimapolitischer Ziele und der Netz- und Systemstabilität. Im Folgenden werden diese in Kapitel 4 erarbeiteten Ergebnisse zusammenfassend dargestellt.

5.2.1 Ökonomischer Beitrag

Durch den Zubau von dargebotsabhängiger, erneuerbarer Erzeugungskapazitäten entsteht im Zeitverlauf eine zunehmende Preisvolatilität auf den Strommärkten, ein Anzeichen des anwachsenden Bedarfs an flexiblen Kapazitäten auf der Einspeise- als auch Entnahmeseite. Die im Rahmen dieses Gutachtens vorgenommenen Szenario-Rechnungen berücksichtigen in erheblichem Maße alternative Flexibilitätsoptionen; dennoch kommt der Energiespeicher Riedl durch zeitliche Verlagerung von preisgünstiger Stromerzeugung in andere Abschnitte mit hochpreisigen Stunden im Modell in hohem Maße zum Einsatz. Aufgrund der engen Verbindung zwischen deutschem und österreichischem Strommarkt können auch deutsche Verbraucher in hohem Maße von der Inbetriebnahme des Energiespeicher Riedl profitieren, da der Einsatz der Turbinen des Energiespeichers in Zeiten von hohen Preisen erfolgt und der Einsatz der Pumpen zu niedrigen Preisen (vgl. Abschnitt 4.2.3), was volkswirtschaftlich zur Dämpfung der Preisspitzen und zusätzlicher Nachfrage in Niedrigpreiszeiten beiträgt. Letzteres kann auch einen Beitrag zu Erhöhung der Marktwerte von erneuerbaren Energien in Deutschland liefern. Neben dem Einfluss auf den Großhandelsmarkt kann der Energiespeicher Riedl auch einen Beitrag zur Steigerung des Flexibilitätsangebots im Regelleistungsmarkt leisten. Durch die internationale Kooperation im Regelreservemarkt kann er dazu beitragen, die Preise im österreichischen und deutschen Regelreservemarkt, insbesondere im Sekundärregelleistungsmarkt, zu senken und damit auch die Belastung deutscher Netzkunden zu reduzieren (vgl. Abschnitt 4.3.2).

5.2.2 Beitrag Klimaschutz

In Zukunft wird es –bei entsprechend günstigen Wetterlagen- häufig zu Überschuss-Erzeugung von erneuerbarem Strom kommen, in denen erneuerbare Anlagen ohne eine Speichermöglichkeit abgeregelt werden müssen. An dieser Stelle kann der Energiespeicher Riedl einen wichtigen Beitrag dazu leisten, Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien für die Versorgung bereitzustellen (vgl. Abschnitt 4.2.4 sowie Abbildung 4-17 Integration von Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien durch den Energiespeicher Riedl). Auf diese Weise, ebenso wie durch die in 5.2.1 erwähnte Erzeugungsverschiebung, trägt der Energiespeicher Riedl zu einer Erfüllung der europäischen Klimaziele bei: Denn durch den Betrieb des Speichers kann die in den nächsten beiden Dekaden noch eingesetzte emissionsintensive fossile Erzeugungskapazität

verdrängt und erneuerbarer Strom genutzt werden. Auf diese Weise kommt es zu einer unmittelbaren Verringerung von CO₂-Emissionen (vgl. Abschnitt 4.2.5 sowie Abbildung 4-18 Europäische Emissionsminderung durch Betrieb des Energiespeicher Riedl).

5.2.3 Beitrag Netz- & Systemstabilität

Neben der kostengünstigen Bereitstellung von Regelleistung kann der Energiespeicher Riedl weitere für den sicheren Betrieb des Stromsystems erforderliche Systemdienstleistungen bereitstellen, darunter die Momentanreserve, Blindleistung und Lastflussteuerung und die Schwarzstartfähigkeit (vgl. Abschnitte 4.3.3 und 4.3.4). Dies ist ein wichtiger Beitrag, da aufgrund der vorgesehenen Abschaltung konventioneller Kraftwerke wichtige Anbieter aus dem System ausscheiden. Bereits heute hat das Netzengpassmanagement angesichts des schleppenden Ausbaus der Übertragungsnetze eine wichtige Bedeutung für die sichere Stromversorgung Deutschlands. Bei steigendem Ausbau erneuerbarer Energien wird dies absehbar zunehmen. Auch hier kann der Energiespeicher Riedl einen wichtigen Beitrag leisten (vgl. Abschnitt 4.3.1). Schließlich stellt der Energiespeicher Riedl auch einen Teil der gesicherten Leistung für den süddeutschen Raum dar (vgl. Abschnitt 4.3.5).

5.3 Mehrwert des Projekts bezüglich der regionalen, nationalen und europäischen Stromversorgung

Nach der zusammenfassenden Bewertung des Energiespeicher Riedl entlang des energiepolitischen Zieldreiecks zeigt dieser Abschnitt den Mehrwert des Projekts für (Süd-)Deutschland und (Zentral-)Europa auf. Dabei wird insbesondere auf die Netzsituation zwischen österreichischem & deutschem sowie innerhalb des deutschen Marktgebiets eingegangen.

- Mehrwert des Projekts für (Süd-)Deutschland
 - Der Energiespeicher Riedl hat das Potential, Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbarer Energie in das System zu integrieren, die anderenfalls durch Abregelung der Anlagen verloren gingen. Besonders im Süden Deutschlands ist eine erhebliche Steigerung von Erzeugungsüberschüssen aus Photovoltaik zu erwarten, welche über die hohe Austauschkapazität mit dem österreichischen Markt durch den Energiespeicher Riedl einer späteren Nutzung zugeführt werden kann. Genau für diese Art der Nutzung der Kuppelkapazität erfolgen gemeinsame Netzausbaumaßnahmen von TenneT und APG zwischen Altheim und St. Peter.
 - Der Energiespeicher Riedl kann durch seine Lage an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich zur Behebung von Netzengpässen innerhalb Deutschlands und deutscher Anrainer beitragen. Angesichts des absehbaren Ausscheidens konventioneller Kapazitäten aus dem Kraftwerkspark sind die Übertragungsnetzbetreiber für ihr Netzengpassmanagement verstärkt auf Speicher wie den Energiespeicher Riedl angewiesen.
 - Der Energiespeicher Riedl ist in Kombination mit dem Laufwasserkraftwerk Jochenstein besonders gut geeignet den Netzwiederaufbau im Falle eines Black-outs in Süd-Deutschland zu unterstützen. Verbund¹¹² hat bestätigt, dass bereits heute das am gleichen Netzknoten einspeisende Laufwasserkraftwerk Jochenstein vom deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT in seinen

¹¹² Bzw. die Donaukraftwerk Jochenstein AG.

Notfallplänen vorgesehen ist und TenneT auch den Energiespeicher Riedl in diese Pläne integrieren möchte.

- Der Energiespeicher Riedl kann dem System induktive und kapazitive Blindleistung zur Verfügung stellen, um die Systemstabilität in Südbayern zu erhöhen und Netzverluste zu reduzieren. Auf diese Art und Weise leistet er einen Beitrag zur regionalen Netzstabilität.
- Mehrwert des Projekts für (Zentral-)europa
 - Der Energiespeicher Riedl wird, wie andere Pumpspeicher, zur Verschiebung von Strom aus Zeiten mit niedrigen Preisen in solche mit hohen Preisen eingesetzt werden (Arbitrage). Damit trägt er zur Reduktion von Preisspitzen und damit zur kostengünstigen Strombereitstellung in Zentraleuropa bei. In ähnlicher Weise kann er dazu beitragen, die Kosten für Regelleistung zu begrenzen.
 - Der Energiespeicher Riedl stellt dem europäischen System Erzeugungs- und Nachfrage-Flexibilität bei Dunkelflauten bereit. Im Falle eines solchen Versorgungsengpasses können bei ausreichendem Füllstand des Oberbeckens bis zu 50.000 Haushalte für über eine Woche versorgt werden.
 - Der Energiespeicher Riedl kann durch die Marktintegration von erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Emissionsminderung in Europa leisten und damit zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der EU. Angesichts des begrenzten CO₂-Restbudgets zur Einhaltung des 1,5°Grad-Ziels ist eine möglichst schnelle Realisierung des Speichers mit den größten ökologischen Vorteilen verbunden.
 - Das Pumpspeicherkraftwerk Riedl kann mit seinen rotierenden Massen einen wesentlichen Beitrag zur sehr kurzfristigen und grenzüberschreitenden Stützung der Frequenz in Kontinentaleuropa liefern. Hierdurch wird die europäische Netzstabilität erhöht.

Zusammenfassend lässt sich Folgendes festhalten: Wie in diesem Gutachten ausgeführt, hat der Energiespeicher Riedl eine große Zahl von möglichen Funktionalitäten bei der Energieversorgung. Zu den meisten dieser Funktionalitäten gibt es zwar technische Alternativen (Ausnahme: bei der Schwarzstartfähigkeit ist dies unklar), diese sind aber deutlich teurer oder nur sehr eingeschränkt verfügbar. Angesichts der Verschärfung der klimapolitischen Ziele durch das Klimaschutzgesetz von 2021 ist zudem die Erschließung möglichst vieler Flexibilitätsoptionen erforderlich. Vor diesem Hintergrund ist der Beitrag des Energiespeicher Riedl zur sicheren und kostengünstigen Stromversorgung in einer kritischen Phase der Energiewende als erheblich anzusehen.

Appendix

Aufbau der Modellierung

Strommarktmodellierung mit B E T - EuroMod

BET - EuroMod ist ein von BET entwickeltes fundamentales Marktmodell zur Analyse des europäischen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Energiesystems in Europa. Das Modell bildet die strukturellen und technischen Eigenschaften der zentralen Bestandteile des Energiesystems (u. a. konventionelle Erzeugungsanlagen, erneuerbare Energien, Speicher, Nachfrageflexibilität) ab und modelliert auf dieser Basis die Marktmechanismen im liberalisierten, europäischen Binnenmarkt für Strom. Dabei ist das Modell als lineares und deterministisches Optimierungsmodell in der Modellierungssprache *GAMS* abgebildet.

BET - EuroMod minimiert die Kosten für die Stromerzeugung bestehend aus den Investitionen/Desinvestitionen in den Kraftwerkspark und dem Kraftwerkseinsatz (Dispatch). Die optimalen Zu- und Abbauscheidungen werden in BET - EuroMod auf Grundlage der Bestandsstruktur des europäischen Kraftwerksparks, der Kostenstruktur der individuellen Kraftwerke, technischer Restriktionen sowie der Entwicklung der Stromnachfrage und den variablen Stromerzeugungskosten optimiert. Der dabei unterstellte kostenminimale Einsatz des Kraftwerks- und Speicherparks sowie der grenzüberschreitende Stromtausch wird auf europäischer Ebene unter Berücksichtigung technischer und betriebswirtschaftlicher Restriktionen sowie weiterer Parameter bestimmt. Anschließend wird basierend auf den Kraftwerkseinsätzen und den sich einstellenden Import- und Exporten eine stündliche Strompreisprojektion für alle modellierten Gebotszonen abgeleitet.

Die Modellierung der unterschiedlichen Technologien erfolgt im Rahmen der Optimierung in aggregierten Kraftwerksklassen (Vintage-Klassen), welche für den Startzeitpunkt aus der BET-eigenen blockscharfen Kraftwerksdatenbank ermittelt werden. Als Technologien werden insbesondere thermische Kraftwerke, regenerative Erzeugungsanlagen und saisonale Speicher- bzw. Pumpspeicher sowie dezentrale Batteriespeicher modelliert. Zudem erlaubt das Modell die Abbildung von Nachfrageflexibilität und Power2X-Anwendungen. Dabei werden die Zu- und Abbau Entscheidungen von Kuppelkapazitäten, Kernkraftwerken, (Pump-)Speichern sowie die Entwicklung der Stromnachfrage und erneuerbarer Energien auf Basis des Szenariorahmens exogen vorgegeben.

Abbildung 0-1 gibt einen Überblick über die exogenen Input-Parameter für *BET - EuroMod* sowie die zentralen endogenen Modellergebnisse.

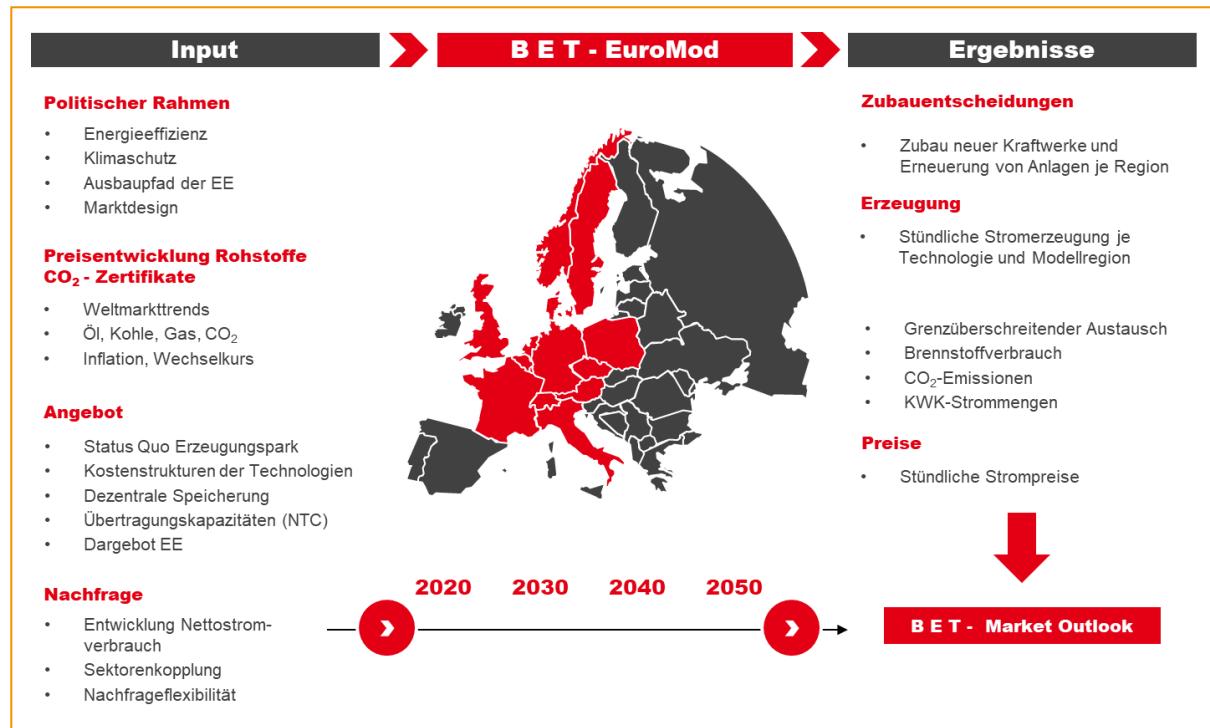


Abbildung 0-1 Übersicht B E T Energiemarktmodell EuroMod

Als geographischen Betrachtungsbereich modelliert B E T - EuroMod den Strommarkt in Zentraleuropa im Rahmen von 13 Kernregionen. Die wesentlichen im Modell abgebildeten Regionen sind die Schweiz, Deutschland, Italien, Österreich, Frankreich, Niederlande, Belgien, Schweden, Norwegen, Dänemark, Großbritannien, Tschechien und Polen. Angrenzende Regionen, wie die Iberische Halbinsel, Südost Europa oder das Baltikum, finden als Satellitenregionen im Modell vereinfacht Berücksichtigung.

Der zeitliche Horizont der Modellrechnungen ist in Abhängigkeit vom betrachteten Energiemarktszenario individuell variierbar. Als zeitliche Granularität erfolgt eine stündliche Optimierung der Strompreisszenarien in den festgelegten Stützjahren: 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050.

Auf Basis der stündlichen Kraftwerksfahrpläne sowie der ermittelten Im- und Exporte werden stündliche Strompreise in den Modellregionen abgeleitet. Dies erfolgt durch Erstellung einer Merit-Order, unter Berücksichtigung von thermischen Kraftwerken, Speichern und erneuerbaren Energien sowie Stromimporten und -exporten, wobei entsprechend die Merit-Order der benachbarten Gebotszonen berücksichtigt wird.

Kraftwerkseinsatzoptimierung mit B E T - SysMod

B E T - SysMod ist ein flexibles Werkzeug zur Abbildung, Einsatzoptimierung und Analyse sowohl einzelner Assets als auch komplexer Energiesysteme. Es ist ein Modellgenerator, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen und Gütern in Form eines sogenannten Referenzenergiesystems abgebildet wird. Mit Hilfe eines solchen flexiblen Modellansatzes lassen sich auch komplexe Energiesysteme durch das Zusammenschalten einer Vielzahl von Erzeugungs-, Verbrauchs-, Transport- und Speicherprozessen detailliert abbilden und bewerten.

Das zu lösende Optimierungsproblem ist als gemischt-ganzzahliges lineares Programm in GAMS (General Algebraic Modelling System) formuliert. Dessen Zielfunktion ist eine Deckungsbeitragsmaximierung bzw. eine

Kostenminimierung des zu optimierenden Systems unter Nebenbedingungen. Die Optimierung erfolgt intertemporal für jeweils ein Jahr, d. h. es wird simultan über alle Stunden bzw. Viertelstunden eines Jahres der optimale Einsatz aller modellierten Anlagenkomponenten bestimmt.

Die wichtigsten Modell-Inputs eines Pumpspeichers sind Strompreisprognose und die technischen und ökonomischen Anlagenparameter sowie Füllstandsrestriktionen. Zu den Anlagenparametern zählen beispielsweise elektrische Wirkungsgrade, Minimal- und Maximalkapazitäten der Durchflüsse und der Speichervolumina und ggf. Mindestbetriebszeiten sowie Zeiten der nicht Verfügbarkeiten.

Als Ergebnis liefert die Kraftwerkseinsatzoptimierung eine Vielzahl von Daten in jeweils stundengenauer Auflösung. Zu den wichtigsten Ergebnissen eines Pumpspeichers beispielsweise zählen die Einsatzzeiten der modellierten Pumpen und Turbinen, die durch den Einsatz bewegten Wassermengen und die dafür benötigten Strombezüge (Netz, Überschussstrom) bzw. Stromerzeugungszeitreihen, genauso wie die damit einhergehenden Kosten und Erlösen.

Modellparameter Kraftwerkseinsatzoptimierung

Tabelle 0-1: Übersicht Modellparameter Kraftwerkseinsatzoptimierung

| | Modellparameter |
|---|--|
| Anzahl Maschinensätze | 2 |
| Leistung je Turbine | 150 MW _{el} |
| Leistung je Pumpe | 150 MW _{el} |
| Wälzwirkungsgrad | 80 % |
| Mittlere Bruttofallhöhe | 331,5 m |
| Nutzbarer Speicherinhalt V_{nutz} | 4,24 Mio. m ³ |
| Nutzbarer Energiegehalt E_{Nutz} | 3.500 MWh |
| Nicht Verfügbarkeit Revision Gesamtanlage | 2-3 Tage pro Jahr (Werktags durchgehend) |
| Nicht Verfügbarkeit Revision ein Maschinensatz | 3-4 Tage pro Jahr (Werktags nur während Arbeitszeiten) |
| Ungeplante nicht Verfügbarkeit | 3-4 Tage pro Jahr |
| Betriebsrestriktionen Pegelstand Donau | Ca. 2 Tage Hochwasser pro Jahr (Schnitt der letzten 12 Jahre) Ca. 11 Tage Niedrigwasser pro Jahr (Schnitt der letzten 12 Jahre) |

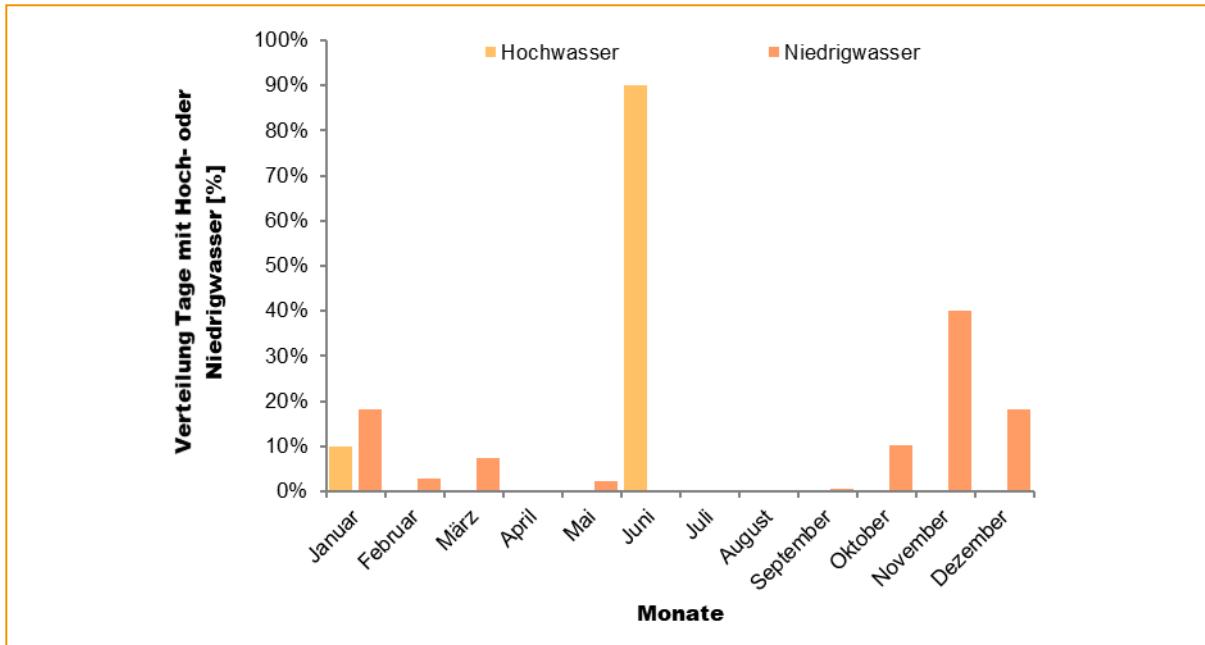


Abbildung 0-2 Prozentuale Verteilung der Tage mit Hoch- bzw. Niedrigwasser der Donau über die letzten 10 Jahre

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 2-1 Historischer und erwarteter Endenergiebedarf in Deutschland im Studienvergleich..... | 10 |
| Abbildung 2-2 Historische und erwartete Nettostromerzeugung in Deutschland im Studienvergleich..... | 11 |
| Abbildung 3-1 Übersicht über spezifische Investitionskosten in Speicherkapazität (Quelle: IRENA 2017)..... | 24 |
| Abbildung 3-2 Übersicht Lebenszeit Speichertechnologien..... | 26 |
| Abbildung 3-3 Kostenvergleich Energieverschiebung | 26 |
| Abbildung 3-4 Kostenvergleich Sekundärregelleistung..... | 27 |
| Abbildung 3-5: Vergleich der jährlichen Fixkosten | 29 |
| Abbildung 4-1 Verortung des Energiespeicher Riedl, Quelle: Verbund AG | 31 |
| Abbildung 4-2 Verortung des PSW Riedl im Übertragungsnetz, Eigene Darstellung auf Basis der VDE-Netzkarte | 32 |
| Abbildung 4-3 Übersicht zum methodischen Ansatz zur Evaluierung der marktdienlichen Aspekte | 34 |
| Abbildung 4-4 Lastentwicklung in Deutschland und Österreich in Anlehnung an Netzentwicklungspläne Deutschland/Österreich, Ten Years Network Development Plan, ENTSO-E | 36 |
| Abbildung 4-5 Entwicklung dargebotsabhängiger Erzeugungskapazität in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Bundesnetzagentur, 2021, SMARD- Plattform, Historie Österreich: E-Control, 2020, Betriebs- und Bestandsstatistik..... | 38 |
| Abbildung 4-6 Entwicklung disponibler Erzeugungskapazität in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Bundesnetzagentur, 2021, SMARD- Plattform, Historie Österreich: E-Control, 2020, Betriebs- und Bestandsstatistik..... | 39 |
| Abbildung 4-7 Entwicklung von Batteriespeicherung, Elektrolyse und Lastmanagement in Deutschland und Österreich | 40 |
| Abbildung 4-8 Entwicklung der Commodity Preise, Terminnotierungen Refinitiv, EEX und Eurostat..... | 41 |
| Abbildung 4-9 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Bundesnetzagentur, 2021, Smard- Plattform, Historie Österreich: E-Control, 2020, Betriebs- und Bestandsstatistik..... | 43 |
| Abbildung 4-10 Entwicklung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung in Deutschland und Österreich, Historie Deutschland: Deutsches Umweltbundesamt 2021, Historie Österreich: Österreichisches Umweltbundesamt, 2021..... | 44 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 4-11 Entwicklung des Strom Basepreis für Deutschland und Österreich, Historie: EEX | 45 |
| Abbildung 4-12 Entwicklung der Strompreiskonvergenz zwischen Deutschland und Österreich, Historie: EEX..... | 46 |
| Abbildung 4-13 Entwicklung der Preisvolatilität für Deutschland und Österreich, *für 2021 nur bis Ende Oktober berücksichtigt | 47 |
| Abbildung 4-14 Ergebnisse der Einsatzoptimierung des Energiespeicher Riedl..... | 48 |
| Abbildung 4-15 Exemplarischer Einsatz des Energiespeicher Riedl | 50 |
| Abbildung 4-16 Nutzbare Überschussstromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland und Österreich | 51 |
| Abbildung 4-17 Integration von Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien durch den Energiespeicher Riedl..... | 52 |
| Abbildung 4-18 Europäische Emissionsminderung durch Betrieb des Energiespeicher Riedl | 54 |
| Abbildung 4-19 Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2040 aus dem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 (Version 2021). Energiespeicher Riedl hier bereits enthalten | 56 |
| Abbildung 4-20 Übersicht über die im aktuellen Netzentwicklungsplan vorgesehenen HGÜ- Leitungen..... | 57 |
| Abbildung 4-21 Schematische Leistungsauslastung bei präventiver Einhaltung des (n-1)- Kriteriums | 58 |
| Abbildung 4-22 Schematische Leistungsauslastung bei kurativer Einhaltung des (n-1)- Kriteriums | 58 |
| Abbildung 4-23 Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen | 59 |
| Abbildung 4-24 Übersicht über die Netzausbauvorhaben des BBPIG in Südostbayern | 60 |
| Abbildung 4-25 Begründung Leitungsausbau Altheim – St. Peter durch deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT | 61 |
| Abbildung 4-26 Stabilisierung der Netzfrequenz durch Regelreserve | 63 |
| Abbildung 4-27 Kaskade der Regelreserve zur Frequenzstabilisierung..... | 63 |
| Abbildung 4-28 Präqualifizierte Leistung (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie in Deutschland (Stand: 01.09.2020) | 65 |
| Abbildung 4-29 Imbalance Netting Kooperationen mit APAG (Stand November 2020) | 66 |
| Abbildung 4-30 Kaskade der Regelreserve zur Frequenzstabilisierung schematisch ergänzt um Momentanreserve durch B E T, ursprüngliche Quelle ENTSO-E (2018) | 68 |
| Abbildung 4-31 Veranschaulichung von Wirk- und Blindleistung anhand eines Bierglasses | 70 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 4-32 Zubaubedarfe Blindleistung, Zieljahr 2035..... | 71 |
| Abbildung 4-33 Kalte Dunkelflaute vom 16.01.2017 bis 25.01.2017 | 72 |
| Abbildung 0-1 Übersicht B E T Energiemarktmodell EuroMod | 80 |
| Abbildung 0-2 Prozentuale Verteilung der Tage mit Hoch- bzw. Niedrigwasser der Donau über die letzten 10 Jahre | 82 |

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1 Übersicht über Speichergrößen (Quelle: DNV KEMA 2013) 21

Tabelle 0-1: Übersicht Modellparameter Kraftwerkseinsatzoptimierung 81

Literaturverzeichnis

R2b energy consulting (2014): Leitstudie Strommarkt

50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet, Transnet BW (2020): Netzentwicklungsplan. Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

50 Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2020): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018 – 2022. Stand 18.02.2020 URL: https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf (zuletzt abgerufen am 01.10.2021).

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2020c): Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"), URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/PO_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR (zuletzt abgerufen am 14.10.2021)

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2020d): Präqualifizierte Leistung in Deutschland je Reservequalität, URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity (zuletzt abgerufen am 14.10.2021)

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021a): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021b): Übersichtskarte Projekte NEP 2035 (2021), URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/projekte/projekte-nep-2035-2021> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021c): Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf, Bewertung der Systemstabilität, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021d): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, URL: URL: <https://www.regelleistung.net/ext/> (zuletzt abgerufen am 14.10.2021)

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021e): Datencenter der Vergabeplattform regelleistung.net, Ausschreibungsdateien, URL: <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=SRL,MRL> (zuletzt abgerufen am 14.10.2021)

AG Energiebilanzen (2021): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020. URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2020_20210406b_dt.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

AG Energiebilanzen e.V. (2020): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2019 (Stand September 2020). URL: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> (zuletzt abgerufen am 13.09.2021).

Agora Energiewende (2021): Agorameter, Stromerzeugung und Stromverbrauch, URL: https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation/16.01.2017/25.01.2017/today (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Austrian Power Grid (2020a): Netzentwicklungsplan 2020. URL: <https://www.apg.at/api/sitecore/project-media/download?id=e3108007-0a11-4b43-81ab-bc00206783e0> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Austrian Power Grid (2020b): Imbalance-Netting-Kooperationen, URL: <https://www.apg.at/de/marke/netzregelung/sekundaerregelung/inc> (zuletzt abgerufen am 14.10.2021)

Austrian Power Grid (2021): Marktinformationen, Zugeschlagene Regelleistung, URL: <https://www.apg.at/de/marke/Markttransparenz/Netzregelung/Zugeschlagene%20Regelleistung> (zuletzt abgerufen am 14.10.2021)

BDEW (2021a): Stromerzeugung und –verbrauch in Deutschland. URL: <https://www.bdew.de/energie/stromerzeugung-und-verbrauch-deutschland/> (zuletzt abgerufen am 23.09.2021).

BDEW (2021b): Aktuelles zu Redispatch 2.0. URL: <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/> (Zugriff am 12.10.2021).

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2020): Energie in Österreich. Zahlen, Daten, Fakten. URL: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/zahlen.html> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2019): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich. Periode 2021 – 2030. URL: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:032d507a-b7fe-4cef-865e-a408c2f0e356/Oe_nat_Energie_Klimaplan.pdf (zuletzt abgerufen am 01.10.2021).

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie - BMK (2021): Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich. URL: <https://www.bmk.gv.at/themen/mobilitaet/mobilitaetsmasterplan/mmp2030.html> (zuletzt abgerufen am 01.10.2021).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18 (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die nationale Wasserstoffstrategie. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesnetzagentur (2017a): Austria and Germany: agreement on common framework for congestion management URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/15052017_DE_AU.html?nn=404422 (zuletzt abgerufen am 22.09.2021).

Bundesnetzagentur (2017b): Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13 k EnWG, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 13.10.2021). **Bundesnetzagentur (2021):**

Kraftwerksliste. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html (zuletzt abgerufen am 01.10.2021).

Bundesnetzagentur (2021a): Smard-Plattform. URL: <https://www.smard.de/home> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesnetzagentur (2021b): Monitoring des Stromnetzausbaus. Erstes Quartal 2021. URL: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Monitoringberichte/Monitoring_2021-Q1.pdf (zuletzt abgerufen am 01.10.2021).

Bundesnetzagentur (2021c): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesnetzagentur (2021d): Karte der Netzausbau-Vorhaben im Übertragungsnetzt, die im Bundesbedarfsplan oder im Energieleitungsausbaugetz enthalten sind, URL: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/de.html;jsessionid=659D1A162DE3823225068849DD591D90> (zuletzt abgerufen 13.10.2021)

Bundesnetzagentur (2021e): Bericht Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024, URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen 13.10.2021)

Bundesregierung Deutschland (2020a): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz 2021). URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesregierung Deutschland (2020b): Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie auf See Gesetz). URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesregierung Deutschland (2021): Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/302/1930230.pdf> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesregierung Österreich (2021): Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG). URL: https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317_eag.html (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundessregierung Deutschland (2020): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz). URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/kohleausg/KohleAusG.pdf> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Bundesverband Energiespeicher und RWTH Aachen (2019): Markt- und Technologieentwicklung von PV-heimspeichern in Deutschland. URL: https://www.speichermonitoring-bw.de/wp-content/uploads/2019/08/Speichermonitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu, Technische Universität Berlin (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptzenarien. Im Auftrag des Bundesministe-

riums für Wirtschaft und Energie (BMWi). URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichts-modul-3-referenzszenario-und-basiszenario.pdf%3F_blob%3DpublicationFile%26v%3D4 (zuletzt abgerufen am 22.09.2021).

Destatis - Statistisches Bundesamt (2021): Europa in Zahlen. 19 % des EU-weiten Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien. URL https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/Ausbau_ErneuerbareEnergien.html (zuletzt abgerufen am 01.10.2021).

Deutsche Energie-Agentur – dena (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energie-wende_lang.pdf (zuletzt abgerufen am 22.09.2021).

Deutsche Energie-Agentur – dena (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, URL: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>

Deutsche Energie-Agentur - dena (Hrsg.) (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. URL: <https://www.dena.de/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> (zuletzt abgerufen am 08.10.2021).

DNV KEMA (2013), Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bern

E-Control (2020a): Betriebs- und Bestandsstatistik. URL: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStGes-2019_KW1EPLKls.xlsx/642a0a51-e2fd-32f1-e6e1-bda47b189cf6?t=1596094915132 (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

E-Control (2020b): Jährliche Bilanz elektrischer Energie - Gesamte Elektrizitätsversorgung. URL: <https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen> (zuletzt abgerufen am 23.09.2021).

E-Control (2020c): Statistikbroschüre 2020. Unsere Energie in Zahlen gemessen. URL: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Statistikbrosch%C3%BCre_deutsch_FINAL.pdf/76a285c4-10f4-1a8e-b618-03265b2d6a15?t=1601286846708 (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Entso-E (2007): Final Report System Disturbance on 4 November 2006, URL: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

ENTSO-E (2018): Explanatory document concerning pro-posal from all TSOs of the Nordic synchronous area for the determination of LFC blocks within the Nordic Synchro-nous Area, URL: https://consultations.entsoe.eu/markets/common-proposal-for-determination-of-the-lfc-block/supporting_documents/Explanatory%20document%20LFC%20block%20proposal%20Nordic%20synchronous%20area.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021).

Entso-E (2020): Ten Years Network Development Plan 2020. URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_IoSN_Main-Report_2108.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Europäische Kommission (2017): Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=SV> (zuletzt abgerufen am 14.10.2021)

Europäische Kommission (2021a): „Fit für 55: Auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziele für 2030. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=DE> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Europäische Kommission (2021b): Europäischer Grüner Deal: Kommission schlägt Neuausrichtung von Wirtschaft und Gesellschaft in der EU vor, um Klimaziele zu erreichen. Brüssel. Pressemitteilung vom 14. Juli 2021 URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_21_3541 (zuletzt abgerufen am 25.09.2021)

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (2020): Übersichtsplan "Deutsches Höchstspannungsnetz" 2020, URL: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoechstspannungsnetz> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Handelsblatt (2009): Wie viele Bäume sind nötig, um eine Tonne CO₂ zu binden, URL: <https://www.handelsblatt.com/technik/energie-umwelt/klima-orakel-wie-viele-baeume-sind-noetig-um-eine-tonne-co2-zu-bin-den/3201340.html?ticket=ST-3640226-fwfj9TjWvyelNTtPbc3-ap5> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

International Energy Agency (IEA) (2020): World Energy Outlook

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2015): Renewables and Electricity Storage. A technology roadmap for REmap 2030, [Online] http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Electricity_Storage_2015.pdf

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017): Electricity Storage and Renewables – Costs and Markets to 2030, <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

Kaspar, Frank; Michael Borsche; Uwe Pfeifroth; Jörg Trentmann; Jacqueline Drücke; Paul Becker (2019): A Climatological Assessment of Balancing Effects and Shortfall Risks of Photovoltaics and Wind Energy in Germany and Europe. Advances in Science and Research 16 (2. Juli 2019): 119–28. <https://doi.org/10.5194/asr-16-119-2019>.

Kloess, M. (2012): Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien, Beitrag zum 12. Symposium Energieinnovation, Graz

Next Kraftwerke (2020): Strompreiszonentrennung Deutschland/Österreich URL: <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/strommarkt/strompreiszonentrennung> (zuletzt abgerufen am 13.09.2021)

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität

Studyflix (2021): <https://studyflix.de/elektrotechnik/scheinleistung-blindleistung-wirkleistung-1541> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Styczynski, Z./Sauer, D (Hrsg.) (2015): Demand-Side Management im Strommarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft (ESYS) URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiasteckbrief_DSM_im_Strommarkt.pdf (zuletzt abgerufen am 01.10.2021).

TenneT (2021): Projekthomepage Altheim - St. Peter, URL: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/niederbayern/> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021).

TU München, ZAE Bayern, BUND Naturschutz in Bayern e.V. (2021): Miehling*, Schweiger*, Wedel, Hanel, Schweiger, Schwermer, Blume, Sliethoff: 100 % erneuerbare Energien für Bayern. Potentiale und Strukturen

einer Vollversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Garching bei München. 2021, URL: https://www.mw.tum.de/fileadmin/w00bt/er/pictures/Projekte/Systemstudien/100_-erneuerbare-Energien-fuer-Bayern_TUM_ZAE_2021.pdf (zuletzt abgerufen am 13.10.2021).

Umweltbundesamt Deutschland (2021a): Erneuerbare Energien in Zahlen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#ueberblick> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Umweltbundesamt Deutschland (2021b): Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeverversorgung-in-zahlen#Kraftwerke> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Umweltbundesamt Österreich (2020): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger. URL: <https://secure.umweltbundesamt.at/co2mon/co2mon.html> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

VDE (2012): Demand Side Integration –Lastverschiebepotenziale in Deutschland

Verbund (2021): Projekt-Homepage Energiespeicher Riedl, URL: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/energiespeicher-riedl> (zuletzt abgerufen am 13.10.2021)

Abkürzungen

| | |
|-----------------------|---|
| AbLaV | Verordnung abschaltbarer Lasten |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| CO₂ | Kohlenstoffdioxid |
| DLS2 | (Zweite) dena Leitstudie - Aufbruch Klimaneutralität |
| DSM | engl. Demand Side Management (Laststeuerung) |
| EAG | Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare Energien Gesetz |
| EnLAG | Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| ES | Energiespeicher |
| EU-ETS | EU Emissionsrechtehandel |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawattstunde |
| h | Stunde |
| Hz | Hertz (Einheit der Frequenz) |
| IGCC | International Grid Control Cooperation |
| KSG | Bundesklimaschutzgesetz |
| kV | Kilovolt |
| KVBG | Gesetz zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattstunde |
| LCOE | Levelized Cost of Electricity |
| LFS III | Langfristszenarien 3 des BMWi |
| MRL | Minutenregelleistung (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattstunde |

| | |
|--------------|---|
| NDL | Netzdienstleistungen |
| PRL | Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR) |
| PtG | Power-to-Gas |
| PtX | Power-to-X |
| PV | Photovoltaik |
| RAM | Regelarbeitsmarkt |
| SDL | Systemdienstleistungen |
| SRL | Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) |
| THG | Treibhausgas |
| TWh | Terawattstunde |
| TYNDP | Ten Year Network Development Plan |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| WEA | Windenergieanlage |

Glossar

Abregelung erneuerbarer Energien: In Zeiten in denen die erneuerbare Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt werden erneuerbare Anlagen technisch abgestellt. Die Stromerzeugung geht verloren.

Arbitrage (in der Energiewirtschaft): Die Verschiebung von Stromerzeugung in Zeiten mit niedrigen Preisen und hohem Stromangebot hin zu Zeiten mit hohen Preisen und Knappheit.

Batteriespeicher: Unter Batteriespeichern versteht man in technischer Hinsicht elektrochemische Speicher, die die elektrische Energie durch reversible chemische Prozesse ein- und ausspeichern können.

Bilanzkreis (Strom): Ein Bilanzkreis besteht aus Verbrauchern und/oder Erzeugern und bezeichnet ein virtuelles Energiemengenkonto. Der Bilanzkreisverantwortliche ist dafür verantwortlich, dass die Leistungsbilanz des Bilanzkreises in jeder 15-minütigen Messperiode ausgeglichen ist. Die Leistungsbilanz ergibt sich aus der Summe der Entnahmen einerseits und der Summe der Einspeisungen andererseits.

Bilanzkreismanagement: Zum Bilanzkreismanagement gehört die Bilanzkreisführung und –abrechnung, das Übermitteln der Lastprognose von Verbrauchern, des Fahrplans von Kraftwerken sowie der Einspeisung aus Speichern. Um das Risiko von Kosten für Regelenergie bzw. Ausgleichsenergie langfristig zu reduzieren, müssen Bilanzkreisverantwortliche ihre Bilanzkreisinteraktionen systematisch steuern.

Blindleistung: Im Stromsystem muss die sogenannte Scheinleistung, welche sich aus Wirkleistung und Blindleistung zusammensetzt, übertragen werden. Die Wirkleistung kann dabei in andere Energieformen im Verbraucher umgesetzt werden, die Blindleistung hingegen nicht. Für den Auf- und Abbau von Magnetfeldern ist Blindleistung erforderlich und ermöglicht erst eine Stromübertragung. Insgesamt ist die Blindleistung im System somit möglichst gering zu halten, da sie vom Verbraucher nicht genutzt werden kann.

Bruttostromverbrauch: Der Endenergieverbrauch elektrischen Stroms einschließlich der Umwandlungs- und Übertragungsverluste.

Demand-Side-Management: Konzept zur Laststeuerung, um die Stromnachfrage zu flexibilisieren und Kosten zu senken.

Druckluftspeicher: Druckluftspeicher beruhen auf der Kompression von Gasen, typischerweise der Umgebungsluft. Energie wird in dem Fall über die mithilfe eines elektrischen Kompressors erzeugte Druckdifferenz gespeichert. Mithilfe einer offenen Gasturbine können große Mengen an Umgebungsluft angezogen und verdichtet werden. Beim Ausspeichervorgang wirkt die Turbine als Generator zur Erzeugung elektrischen Stroms.

Elektrifizierung: Umstellung der Energieträgernutzung (von z.B. fossilen Brennstoffen) hin zu Strom.

Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS): Der EU-ETS gilt als das zentrale Klimaschutzinstrument der EU. Es werden Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie erfasst und eine Obergrenze für die maximal auszustoßenden Treibhausgasemissionen festgelegt. Im Rahmen dieser Menge werden Berechtigungen verteilt (eine Berechtigung entspricht dem Ausstoß einer Tonne Kohlenstoffdioxid Äquivalent), die frei auf dem Markt gehandelt werden können. So bildet sich ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen. Die Obergrenze der Emissionsberechtigungen einer Handelsperiode (aktuell 2021-2030) werden auf die Jahre mit absinkendem Pfad verteilt.

Endenergieverbrauch: Die Energie, die aus den Primärenergieträgern durch Umwandlung gewonnen und nach Umwandlungsverlusten durch den Verbraucher in Form von Strom, Wärme oder Kraftstoffen genutzt werden kann.

Energy-Only-Markt: In einem Energy-Only-Markt richtet sich die Vergütung nur nach tatsächlich erzeugter Strommenge. Die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten (zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit) wird nicht vergütet.

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity: Europäischer Verband, in dem alle Übertragungsnetzbetreiber Pflichtmitglieder sind.

Erzeugungsadäquanz: Erzeugungsadäquanz ist das Vorhandensein ausreichender gesicherter Leistung (oder gesicherter Lastflexibilität) um die Nachfrage nach elektrischer Energie jederzeit decken zu können. Sie bildet eine der Grundlagen der Versorgungssicherheit.

Flexibilitäten (im Stromsystem): Flexibilitäten im Stromnetz sind alle steuerbaren, an das Netz angeschlossenen Stromentnehmer, bzw. Stromeinspeiser, die dafür eingesetzt werden können, die fluktuiierende, erneuerbare Erzeugung auszugleichen. Wichtige Flexibilisierungsoptionen sind die Laststeuerung, der Einsatz von Energiespeichern und von flexiblen Erzeugungsanlagen.

Gesicherte Leistung: Unter gesicherte Leistung versteht man Erzeugungskapazitäten, die jederzeit zur Verfügung stehen (regelbare Kraftwerke in Abgrenzung zu dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugern).

Grenzkuppelstelle: Grenzkuppelstellen oder auch Interkonnektoren sind Transitkapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Sie ermöglichen es den Übertragungsnetzbetreibern, Strom von einem nationalen Netz in ein anderes zu übertragen. Nur über Grenzkuppelstellen ist es möglich, rein bilanzielle Stromhandelsgeschäfte in reale, physische Stromlieferungen umzusetzen.

Klimaneutralität: In diesem Gutachten werden die Begriffe „klimaneutral“ und „netto-treibhausgasneutral“ synonym verwendet.

Levelized Cost of Electricity: Die spezifischen Erzeugungskosten einer Kilowattstunde Strom inklusive Kapital- und operativer Kosten.

Minutenregelleistung (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR): Bei der MRL handelt es sich um einen fahrplangestützten Abruf durch den ÜNB. Die MRL wird aktiviert, wenn die Systembilanz auch nach Ablauf des SRL-Zeitfensters von 15 Minuten nicht ausgeglichen sein sollte. Das Marktdesign entspricht überwiegend dem des SRL-Marktes. Im Vergleich zur SRL muss gebotene MRL im Zielmarktdesign innerhalb von 15 Minuten vollständig verfügbar sein.

Momentanreserve: In den ersten Millisekunden führt ein Wirkleistungsungleichgewicht zunächst zu einer Änderung der kinetischen Energie der rotierenden Massen aus konventionellen Großkraftwerken. Die Trägheit der Schwungmassen der Generatoren stützt die Frequenzhaltung, bis die Regelenergie einsetzt.

Nettostromerzeugung: Die von einer Anlage erzeugte elektrische Energie abzüglich der Umwandlungs- und Übertragungsverluste.

Netto-Treibhausgasneutralität: Netto-Treibhausgasneutralität beschreibt gemäß Klimaschutzgesetz „das Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“.

Netzdienstleistungen: Netzdienstleistungen sind technische Dienstleistungen am Stromnetz. Hierzu gehören beispielsweise die Störungsbeseitigung, Instandhaltung, Betriebsführung und auch Ingenieurdiensleistungen in der Planung und beim Bau der Netzbetriebsmittel. Es beschreibt Dienstleistungen an den tatsächlichen Komponenten der Netz-Infrastruktur, während Systemdienstleistungen die im Betrieb notwendigen Dienstleistungen zur Sicherung der Versorgungssicherheit umfassen.

Netzengpass: Im Falle der Verletzung des sogenannten (n-1) – Kriteriums liegt ein Netzengpass vor. Dieses Kriterium besagt, dass nach dem Ausfall eines Netzbetriebsmittels alle übrigen Betriebsmittel in der Lage sein müssen, sich an die neue Betriebssituation anzupassen, ohne das vorgegebene Sicherheitsgrenzwerte für die Betriebsmittelauslastung (bspw. von Transformatoren, Leitungen/Kabel) überschritten werden. Hierdurch können kaskadierende Ausfälle im Netz verhindert werden.

Netzengpassmanagement: siehe Redispatch

Power to Gas: Die Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie in Form eines speicherbaren, gasförmigen Energieträgers.

Power to X: Die Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen zur Speicherung oder direkten Nutzung, wenn sie nicht direkt in das Stromnetz eingespeist wird.

Primärenergieverbrauch: Der Energiegehalt aller im Inland eingesetzten Primärenergieträger (Braun-, Steinkohle, Mineralöl, Erdgas).

Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR): Die Primärregelleistung wird automatisch aktiviert und muss von dem Anbieter innerhalb von 30 Sekunden vollständig für mindestens 15 Minuten abgegeben werden können. Anlagenbetreiber müssen in der Lage sein, gleichzeitig positive und negative PRL bereitstellen zu können. Die Ausschreibungsdauer beträgt derzeit eine Woche. Die Bereitstellung erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im ENTSO-E-Gebiet synchron verbundenen ÜNB.

Pumpspeicher: Pumpspeicher speichern elektrische Energie in Form der potenziellen Energie des Wassers in einem Oberbecken. In einem Pumpvorgang wird Wasser aus einem Unterbecken in ein Reservoir höheren Niveaus (Oberbecken) befördert. Während des Pumpvorgangs von Unterbecken ins Oberbecken kommt es zu Stromverbrauch. Während des Ablassens des Wassers durch eine Turbine wird Strom erzeugt.

Redispatch/Netzengpassmanagement: Dispatch bedeutet Kraftwerkseinsatzplanung. Redispatch bezeichnet die vorübergehende Änderung der angemeldeten Kraftwerksfahrpläne zur Vermeidung von Netzengpässen durch den Netzbetreiber und stellt damit eine Möglichkeit zum Netzengpassmanagement dar. Netzengpassmanagement bezeichnet das Vermeiden von Netzengpässen, sprich der Überlastung einzelner Netzelemente wie Transformatoren, Leitungen/Kabel.

Regelenergie und Regelleistung: Regelleistung bezeichnet die Vorhaltung von Leistung. Regelenergie bezeichnet die erbrachte Arbeit. Beides - oft als Regelreserve bezeichnet – wird zum flexiblen und schnellen Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz, genauer der Stromnetzfrequenz benötigt. Bei der Aktivierung von Regelleistung und damit verbundener Erbringung von Regelenergie kann sowohl Strom in das Netz eingespeist als auch aus dem Netz entnommen werden. Wird mehr Strom ins Netz eingespeist, um eine zu niedrige Netzfrequenz auszugleichen, spricht man von positiver Regelenergie. Wird dagegen die Einspeisung gedrosselt, um die Netzfrequenz zu senken, spricht man von negativer Regelenergie.

Schwarzstartfähigkeit: Die Fähigkeit eines Kraftwerkes, das Stromsystem nach einem Blackout und damit ohne externen Energiebezug aus dem Netz wieder hochzufahren.

Sekundärregelleistung (automated Frequency Restoration Reserve, aFRR): Die angebotene Leistung muss innerhalb von 5 Minuten vollständig erbracht werden können und wird im Abrufungsfall automatisch durch die Übertragungsnetzbetreiber aktiviert. Für die SRL gibt es sowohl einen Regelleistungs- als auch im Zuge der europäischen Harmonisierung seit dem Jahr 2020 einen Regelarbeitsmarkt (RAM). Die Anlagen mit den geringsten Geboten im RAM werden durch die Übertragungsnetzbetreiber zuerst aktiviert, teure Anlagen zuletzt (Merit-Order-Prinzip). Die Ausschreibung erfolgt getrennt nach positiver und negativer Regelleistung.

Systemdienstleistungen: Systemdienstleistungen sind die für die Versorgungssicherheit notwendigen Dienstleistungen, die Stromnetzbetreiber zusätzlich zu der Verteilung und Übertragung elektrischer Energie erfüllen müssen. Sie lassen sich unterteilen in Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung.

Versorgungssicherheit (Stromsystem): Versorgungssicherheit bezeichnet die kurz- und langfristige Sicherung der Stromversorgung, sprich die unterbrechungsfreie Bereitstellung von Elektrizität für alle Netznutzer. Diese besteht aus der Systemsicherheit und -stabilität sowie der Systemadäquanz.

Wasserstoffderivate: Auf Wasserstoff basierende gasförmige oder flüssige Energieträger (z.B. Methanol oder Biodiesel)

Zieldreieck (Energiepolitik): Das energiepolitische Zieldreieck umfasst die übergeordneten Kriterien Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.

