

Wasserkraft & Flexibilität

Der Beitrag der alpinen Wasserkraft
zum Gelingen der Energiewende

Oktober 2019

In Auftrag gegeben von der
Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft e.V.

Erstellt von
Dr. Armin Baumgartner / VUM Verfahren Umwelt Management GmbH
Dr. Christine Riennessel / VUM Verfahren Umwelt Management GmbH

Mit wesentlichen Beiträgen von
Dr. Peter Bauhofer

Inhaltsverzeichnis	Seiten
1. Kurzfassung	5
2. Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft	12
2.1. Klimaschutz als Treiber für die Energiewende	12
2.2. Umbau des Stromsystems	17
2.3. Erneuerbaren-Ausbauziele im Stromsektor in den Alpenstaaten	26
3. Volatilität im Stromsystem	32
3.1. Steigende Volatilität durch Windkraft- und Photovoltaikausbau	32
3.2. Bedeutung von Volatilität für das Stromsystem	37
4. Systemanforderungen und Flexibilitätsoptionen	44
4.1. Überblick über Systemanforderungen	44
4.2. Frequenzhaltung	47
4.3. Flexibilisierung durch Stromspeicherung	50
4.4. Flexibilisierung durch Lastmanagement (Demand Side Management)	53
4.5. Flexibilisierung durch Netzausbau	57
5. Wasserkraft und Flexibilität	61
5.1. Stellenwert der Wasserkraft im Stromsystem	61
5.2. Potenzial zur Deckung der Residuallast durch gesicherte Leistung	73
5.3. Kurzfristige Energiearbitrage durch Pumpspeicherkraftwerke	78
5.4. Wasserkraft und Systemdienstleistungen	81
6. Vergleich von Speichertechnologien	84
6.1. Alternative Speichertechnologien im Überblick	84
6.2. Speichertechnologien im Vergleich	91
6.3. Innovative Kombinationslösungen	93
6.3.1. Kombination von Batteriespeicher mit einem bestehenden Laufwasserkraftwerk	93
6.3.2. Kombination von Pumpspeicherkraftwerk und Batterie	93
7. Verzeichnisse	94
7.1. Abbildungsverzeichnis	94
7.2. Tabellenverzeichnis	95
7.3. Quellenverzeichnis	96

1. Kurzfassung

Energiewende als Herausforderung

Im Pariser Übereinkommen von 2015 einigten sich die Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen¹ im Einklang mit den Zielen der „Agenda 2030 für die nachhaltige Entwicklung“ (Sustainable Development Goals, SDG) darauf, den maximalen Temperaturanstieg als Folge der menschengemachten Erwärmung auf möglichst 1,5°C (jedenfalls jedoch auf unter 2°C) zu begrenzen. Die Erreichung dieses Zieles verlangt eine massive Reduktion der Emissionen an Treibhausgasen (vornehmlich von CO₂), wofür in 2018, im Rahmen der Klimakonferenz von Katowice, das Regelwerk festgelegt wurde.

Bereits 2007 hat sich die Europäische Union auf die 20-20-20-Ziele verständigt, die eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 20% gegenüber dem Basisjahr 1990, einen Erneuerbaren-Anteil von 20% am Bruttoendenergieverbrauch sowie eine Verbesserung der Energieeffizienz um 20% bis 2020 zum Gegenstand haben. Für 2030 wurden noch ambitioniertere Zielgrößen definiert: Senkung der Treibhausgasemissionen um 40%; Erneuerbarer-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von 32%; Verbesserung der Energieeffizienz um 32,5%. Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen in weiterer Folge um 80% reduziert werden. In der Ende 2018 von der Europäischen Union vorgelegten strategischen Langfristvision für eine prosperierende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft wird die Erreichbarkeit des Ziels einer Netto-Nullemission an Treibhausgasen bis 2050 skizziert (Abbildung 1-1, basierend auf [UBA, 2018]). Dies soll durch eine Kombination von Elektrifizierung, Nutzung von Wasserstoff, Sektorkopplung, Energieeffizienz, Kreislaufwirtschaft, Technologiefortschritt und Änderung der Lebensweise erreicht werden [EC, 2018/2].

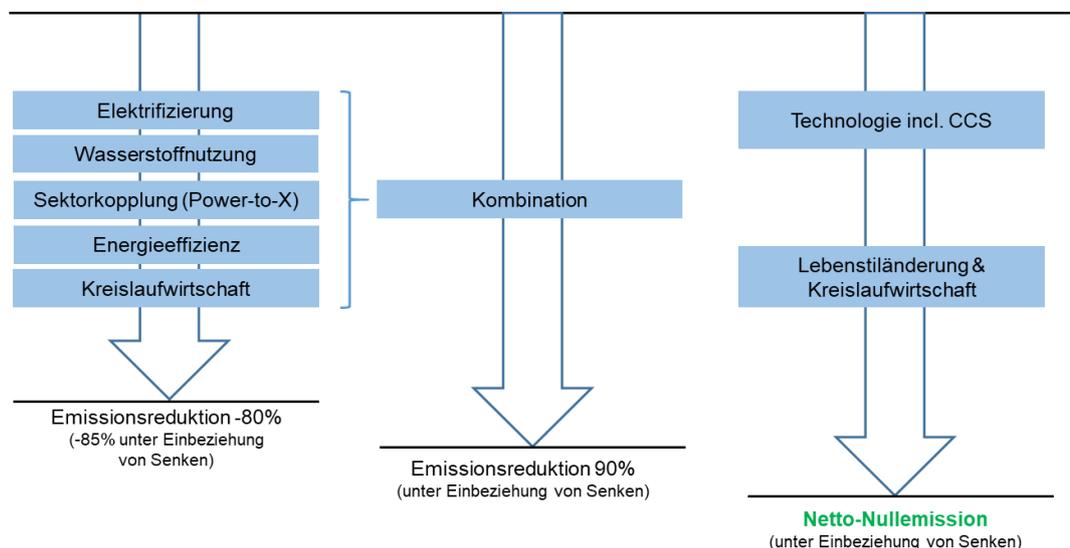


Abbildung 1-1: Vision: Netto-Nullemission an Treibhausgasen bis 2050²

¹ Mit Ausnahme der Vereinigten Staaten von Amerika.

² CCS ... Carbon Capture and Storage (Techniken zur Abtrennung von CO₂ am Standort fossil befeuerter Kraftwerke und dauerhafte Einlagerung des CO₂ in unterirdischen Lagerstätten).

Die Erreichung dieser ambitionierten Ziele ist nur durch einen radikalen Umbau des bestehenden Energiesystems (Energiewende) möglich, der alle Bereiche der Energieerzeugung und -verwendung (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie, etc.) umfasst. Eine wesentliche Rolle kommt dabei dem elektrischen Strom zu, der einerseits überwiegend aus erneuerbaren Energien (Wasser, Wind und Solarstrahlung) erzeugt werden soll und andererseits im Wege der Sektorkopplung zur Dekarbonisierung von Raumklimatisierung, Prozesswärme und Verkehr (Power-to-X, Elektromobilität, etc.) eine wesentliche Bedarfssteigerung erfahren wird.

Die gesetzten Maßnahmen zur angestrebten Defossilisierung und Dekarbonisierung des Stromsystems zeigen sich bereits eindrücklich in der Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks (ENTSO-E-Raum³): Ein Zuwachs an Kraftwerksleistungen fand in den vergangenen Jahren nahezu ausschließlich im Bereich der erneuerbaren Energien statt, fossile und nukleare Kraftwerksleistungen wurden dagegen massiv reduziert. Diese Entwicklung wird sich absehbar nicht ändern bzw. sogar beschleunigen, wie der in Deutschland bis 2022 fixierte Ausstieg aus der nuklearen Stromerzeugung und der bis 2035 (bzw. spätestens 2038) angestrebte Ausstieg aus der Kohleverstromung zeigen. Dies steht im Einklang mit den von ENTSO-E entwickelten Szenarien, die einen Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 40% (2020) auf über 70% (2040) zeigen. Allen Szenarien ist gemeinsam, dass der Ausbau vorwiegend durch volatile Erzeugung von Strom aus Wind und Photovoltaik getragen wird.

Alpine Wasserkraft als zentraler Baustein im europäischen Stromsystem

Günstige topografische Rahmenbedingungen, ein reiches Wasserdargebot und die lange Wasserkrafttradition machen den Alpenraum, der sich mit einer Fläche von rd. 390 Tausend km² über den Osten Frankreichs, die Schweiz, den Süden Deutschlands, Österreich, den Norden Italiens sowie Slowenien erstreckt, zur bedeutendsten Wasserkraftregion Europas. 2017 führte die Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft [AGAW, 2017] eine umfassende Untersuchung zum bestehenden Wasserkraftwerkspark und zu den spezifischen Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus Wasserkraft in den Alpen⁴ durch. Eine kraftwerksscharfe Erhebung zeigte, dass in den Alpen über 1.000 Wasserkraftwerke (mit einer Leistung größer gleich 5 MW) betrieben werden, die in Summe über eine Leistung von rd. 64 GW⁵ und ein Jahresarbeitsvermögen von rd. 166 TWh verfügen (Tabelle 1-1). Die installierte Leistung dieser Anlagen entspricht etwa 40% der gesamten Wasserkraftleistung der Europäischen Union bzw. rd. 30% jener des ENTSO-E-Raums und liegt deutlich über jener der skandinavischen Staaten. Damit trägt die alpine Wasserkraft in signifikantem Ausmaß zur

³ European Network of Transmission System Operators for Electricity

⁴ Zur Abgrenzung der Alpen entsprechend [AGAW, 2017] siehe Abbildung 5-5 bzw. Abbildung 5-6. Wenn in weiterer Folge vom Alpenraum gesprochen wird, bezieht sich dies auf die hier getroffene Abgrenzung. Wird dahingegen vom Alpenstaat gesprochen, so bezieht sich dies auf den jeweiligen Staat in seiner Gesamtheit. Die Unterscheidung ist für Deutschland, Italien und Frankreich insofern relevant, als nur Teile des Staatsgebietes in den Alpen (im Alpenraum) zu liegen kommen.

⁵ In [AGAW, 2017] wird die Summenkraftwerksleistung mit rd. 63 GW angegeben. Als Folge der zwischenzeitlichen Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerkes Limmern (CH) wurde diese auf rd. 64 GW angehoben.

Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Europa bei und vermeidet CO₂-Emissionen von jährlich rd. 73 Mio. Tonnen⁶.

Tabelle 1-1: Wasserkraft (ab 5 MW) im Alpenraum^{7,8}

	Gesamt	Laufwasserkraft	Speicherkraft	Pumpspeicher
Anzahl	1.020	603	338	79
Leistung [GW]	63,8	20,3	24,1	19,3
Arbeitsvermögen [TWh]	165,9	98,6	56,9	10,4

Die Bedeutung der alpinen Wasserkraft geht jedoch weit über die Erzeugung von erneuerbarem Strom und die dadurch mögliche Substitution fossiler und nuklearer Stromerzeugung hinaus. Die Wasserkraft ist in der Lage, Strom CO₂-frei, flexibel hinsichtlich Leistung und Erzeugung, gesichert sowie in großem Ausmaß zur Verfügung zu stellen. In Abhängigkeit des Anlagentyps (Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraft) weisen Wasserkraftwerke Eigenschaften auf, die eine umfassende energiewirtschaftliche Einsatzbreite und die Bereitstellung von Flexibilität über ein sehr breites Zeitspektrum (Millisekunden⁹ bis Saisonen¹⁰) ermöglichen (Abbildung 1-2).¹¹

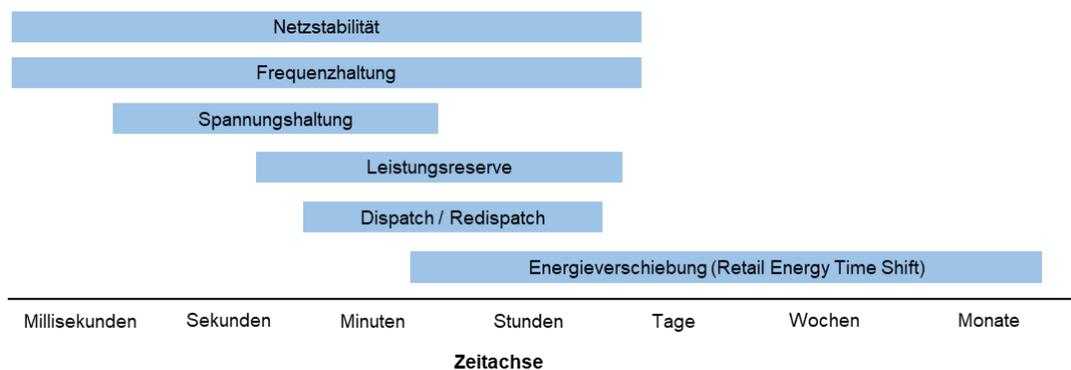


Abbildung 1-2: Zeitliche Einsatzbereiche von Flexibilitätsleistungen der Wasserkraft¹²

Die Einsatzsicherheit von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist außerordentlich hoch, aber auch die dargebotsabhängige Laufwasserkraft ist der volatilen Erzeugung von Strom aus Wind und Photovoltaik hinsichtlich ihres gesicherten Beitrags zur Lastabdeckung deutlich überlegen – sie kennt keine vergleichbare Kurzzeitvolatilität. Unter Be-

⁶ Siehe dazu [AGAW, 2017]: Angesetzt wurde, dass die 166 TWh/a an Arbeitsvermögen der alpinen Wasserkraftwerke durch fossile und nukleare Erzeugungsanlagen substituiert werden müssten. Der Betrachtung wurde der ENTSO-E-Erzeugungsmix (abzgl. der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen) für das Jahr 2015 zugrunde gelegt.

⁷ Bei der Bildung von Summenwerten auftretende Unschärfen sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

⁸ Daten aus [AGAW, 2017] ergänzt um das in Betrieb genommene Pumpspeicherkraftwerk Limmern (CH).

⁹ Im Falle der Bereitstellung von Momentanreserve aus den rotierenden Massen (siehe Kapitel 4.2)

¹⁰ Große Speicherseen mit natürlichem Zufluss

¹¹ Flexibilitätsoptionen zur Erfüllung der Systemanforderungen (System Needs) sind in Kapitel 4 beschrieben.

¹² Abbildung in Anlehnung an [EURELECTRIC, 2018]

rücksichtigung der Leistungskredite¹³ der einzelnen Wasserkrafttechnologien (Laufwasserkraft, Speicherwasserkraft, Pumpspeicherkraft) ist die alpine Wasserkraft in der Lage, rd. 50 GW jederzeit verfügbar (gesichert) bereitzustellen. Dies entspricht etwa 10% der im ENTSO-E-Raum auftretenden Maximallast bzw. rd. 20% der Minimallast.

Neben der verfügbaren Leistung ist die gespeicherte potenzielle Energie in den Speicherseen die zweite wesentliche Einflussgröße, welche die Dauer der möglichen Leistungsbereitstellung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bestimmt. Die Speicherbecken in den Alpenstaaten sind bei vollständiger Füllung heute in der Lage, den Energieinhalt von rd. 23 TWh – davon knapp 1 TWh in Pumpspeicherkraftwerken – zwischenzuspeichern und bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Speicherkraftwerke eignen sich dafür, hohe Leistungen über längere Zeiträume zur Verfügung zu stellen, wohingegen die meisten bestehenden Pumpspeicherkraftwerke kurz- bis mittelfristige Lastschwankungen über den Turbinen- bzw. Pumpbetrieb ausgleichen. Neue Anlagen-Designs berücksichtigen den künftigen Flexibilitätsbedarf von der schnellen Kurzzeitverlagerung bei hohem Leistungseinsatz in beiden Energierichtungen bis hin zur saisonalen Verlagerung. Wasserkraftanlagen übernehmen darüber hinaus einen signifikanten Anteil an der Erbringung von Systemdienstleistungen (Spannungs- und Blindleistungshaushalt, Momentanreserve, Regelreserve, Schwarzstart, Netzwiederaufbau und zeitlich beschränkter Inselbetrieb).

Gerade im Alpenraum kommen die unterschiedlichen Wasserkraftwerkstypen vielfach in Kombination zum Einsatz, d.h. die spezifischen Vorteile von Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken werden in integrierten Konzepten (als Kraftwerksgruppen) genutzt. Dadurch ist es möglich, hochflexibel, schnell und CO₂-frei auf die jeweiligen Erfordernisse des Stromsystems zu reagieren.

Rolle der alpinen Wasserkraft im zukünftigen Stromsystem

Die (alpine) Wasserkraft und ihre Erzeugungsscharakteristika schaffen überhaupt erst die Grundlage dafür, dass die Stromerzeugung aus volatilen Energiequellen, wie Windkraft und Photovoltaik, als Teil der Energiewende in großem Stil ausgebaut und in das Stromsystem integriert werden kann.

Die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist direkt abhängig vom Wind- bzw. Strahlungsdargebot und daher – im Gegensatz zur Stromerzeugung aus Wasserkraft, die wesentlich höhere Planbarkeit bietet¹⁴ – nur sehr bedingt steuerbar und vollkommen losgelöst vom tatsächlichen Bedarf. Aufgrund der oftmals auftretenden Großräumigkeit von Wetterlagen können die damit verbundenen Auswirkungen auf die Stromerzeugung massiv sein. So kann für Deutschland gezeigt werden, dass sich die gesicherte zur Verfügung stehende Windkraftleistung in extremen Fällen auf nur 0,3% der Maximalleistung beläuft. In den Nachtstunden und an großräumig stark bedeckten Tagen fällt auch die Erzeugung von Strom aus Photovoltaik praktisch vollständig aus. Zeiten, in

¹³ Leistungskredit = Anteil der Nennleistung eines bestimmten Kraftwerkes, der statistisch gesichert in einem gegebenen Verbundnetz zur Deckung der Grundlast beitragen und damit ein anderes Kraftwerk ersetzen kann. Er gibt den Beitrag eines einzelnen Kraftwerks zur gesicherten Leistung im Verbund an.

¹⁴ Naturgemäß unterliegt die Erzeugung aus Wasserkraft Schwankungen, die sich aus dem Wasserdargebot ergeben. Die sich daraus ergebenden Unsicherheiten beziehen sich jedoch weitgehend auf längere Zeiträume (bspw. geringere Jahreserzeugung in Trockenjahren). Kurzfristig lässt sich die Erzeugung aus Wasserkraft sehr gut planen.

denen solche Situationen über mehrere Tage auftreten, werden als Dunkelflauten¹⁵ bezeichnet.

Um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, ist daher die Vorhaltung von planbaren Backup-Kapazitäten¹⁶ im Ausmaß von 100% erforderlich. Allein in Deutschland beläuft sich die kurzfristig zu ersetzende Strommenge auf über 5 TWh. Dies stellt eine enorme betriebs- und volkswirtschaftliche Herausforderung dar, zumal die Einsatzzeiten der vorzuhaltenden Kraftwerke – und damit deren Wirtschaftlichkeit – sinken. ENTSO-E beziffert den möglichen Umfang der Außerbetriebnahme von thermischen Kapazitäten aus wirtschaftlichen und altersbedingten Gründen bis 2025 mit 25 GW. Ersatzinvestitionen finden jedoch nicht bzw. nur in sehr eingeschränktem Ausmaß statt.

Umgekehrt führt der Ausbau der volatilen Stromerzeugung vermehrt zu temporären Erzeugungsüberschüssen. Neben der zunehmend größer werdenden Bandbreite der Leistungsfluktuation (Maximalleistung / Minimalleistung aus Windkraft und Photovoltaik) und den langen Zeitperioden zu geringer bzw. zu hoher erneuerbarer Stromerzeugung ist auch die Zunahme der Leistungsgradienten samt ihren Vorzeichenwechseln, die sich durch die Kurzfristigkeit von Dargebotsänderungen ergibt, beachtlich. Wenngleich sich die Prognosegenauigkeiten beständig verbessern und mildernd wirken, werden die kurzfristigen Fahrplanungleichgewichte weiterhin zunehmen. Die Leistungsgradienten (Rampen, positiv und negativ) sind bereits hoch und werden mit zunehmenden Stromerzeugungsanteilen aus Windkraft und Photovoltaik weiter beträchtlich ansteigen.

Das Stromsystem ist infolge des rasanten Ausbaus an Wind- und Photovoltaikkapazitäten und des prognostizierten Anstiegs des Strombedarfes mit folgenden zentralen Herausforderungen konfrontiert:

- Lange Zeiten geringer Einspeisung aus volatiler erneuerbarer Stromerzeugung (temporäres Stromerzeugungsdefizit, positive Residuallast)
- Lange Zeiten hoher Einspeisung aus volatiler erneuerbarer Stromerzeugung (temporärer Stromerzeugungsüberschuss, negative Residuallasten)
- Große Bandbreite nicht steuerbarer Leistungsfluktuation (von Minimal- bis Maximalleistung)
- Sehr hohe positive und negative Leistungsgradienten (Rampen), zum Teil mit Vorzeichenwechsel in unmittelbarer Abfolge

Die Notwendigkeiten der stabilen Stromversorgung im Netzverbund bedingen ein jederzeitiges Gleichgewicht von Stromeinspeisung und -entnahme. Ungleichgewichte spiegeln sich in Schwankungen der Netzfrequenz wider, die lediglich in einem sehr engen Band toleriert werden können. Gleiches gilt für die Netzspannung an allen Entnahme- und Einspeisepunkten. Die Aufrechterhaltung von Frequenz und Spannung zur Netzstabilität ist in einem volatiler werdenden Stromsystem eine entsprechend große Herausforderung.

¹⁵ Von besonderer Relevanz sind „kalte Dunkelflauten“. Diese bezeichnen Wintersituationen mit geringer Erzeugung von Strom aus Windkraft und Photovoltaik, in denen jedoch aufgrund der kalten Bedingungen eine sehr hohe Stromnachfrage auftritt (bspw. Frankreich, mit hohem Anteil elektrisch betriebener Heizungen).

¹⁶ Backup-Kapazitäten bzw. Backup-Kraftwerke dienen der Deckung des Strombedarfes in Zeiten, in denen die Erzeugung aus volatiler erneuerbarer Energie dafür unzureichend ist. Diese Funktion können Wasserkraftwerke (Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke) sowie thermische Kraftwerke übernehmen.

Den massiven Herausforderungen des zukünftigen Stromsystems kann nur durch zeitliche, in der Fläche verteilte, erzeuger- und verbraucherseitige Flexibilisierungsmaßnahmen entgegengewirkt werden, die auf die Bedürfnisse der Stromtransport- und -verteilnetzebenen abgestimmt sind:

- Flexible Backup-Kraftwerke zur gesicherten Bedarfsdeckung in voller Höhe
- Hochflexible, zuverlässige Kraftwerke zur Ausregelung (niedrige Mindestlasten, hohe Laständerungsgeschwindigkeiten zur Bewältigung von steilen Rampen, kurze An- und Abfahrzeiten)
- Kurzzeit-Stromspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad ($\geq 75\%$) und geringem Speichervolumen (kleinere Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichem Zufluss, Druckluftspeicher, Batterien) sowie Lastmanagement für den kurzfristigen zeitlichen Ausgleich
- Mittelfrist- und Langzeit-Stromspeicher mit hohem Wirkungsgrad (Wasserkraftspeicher)
- Neue Technologien mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad (Größenordnung von derzeit etwa 30%), aber großem Speichervolumen (wie chemische Speicherung von Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas)) für den langfristigen zeitlichen Ausgleich
- Ausbau der Übertragungsnetze für den großräumigen Ausgleich

Die alpine Wasserkraft kann hierzu einen maßgeblichen und entscheidenden Beitrag leisten. Der zukünftige Bedarf an einzelnen Flexibilitätsoptionen hängt wesentlich von den ordnungspolitischen Weichenstellungen zu Art und Umfang des Ausbaus der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Quellen, der Art und dem Umfang der Sektorkopplung und damit der Dekarbonisierung von Raumwärme und Verkehr sowie der Änderungen im Marktverhalten insgesamt ab.

Bezüglich der Stromspeicherung ist festzuhalten, dass Pumpspeicherkraftwerke bis heute weltweit die mit Abstand wichtigste großtechnische netzgebundene Stromspeichertechnologie darstellen. Ihre große Einsatzbandbreite, gepaart mit der Möglichkeit zur Erzeugung erneuerbaren Stroms aus natürlichem Zufluss für Flexibilisierungszwecke sichert ihre Position als Backbone für die Systemstabilisierung im Energiesystem des 21. Jahrhunderts. Der Vergleich mit anderen Speichertechnologien (Batteriespeicher, Druckluftspeicher, Power-to-Gas) zeigt, dass sich diese mit Pumpspeicherkraftwerken in vielen Bereichen ergänzen werden. Zukunftsweisende Pumpspeicherkraftwerke, welche auf die Herausforderungen der Energiewende auch betreffend einen längerfristigen Ausgleich ausgelegt sind, kombinieren großvolumige Speicherbecken in hochalpinen Lagen mit großen Fallhöhen und der Nutzung des natürlichen Zuflusses. Sie sind damit in der Lage, Flexibilitätserfordernisse in allen Zeitbereichen, bis zur Saisonspeicherung, effizient (d.h. bei höchsten Wirkungsgraden) und kostenoptimal zu erfüllen.

Beitrag der alpinen Wasserkraft zum Gelingen der Energiewende

Bereits seit Beginn der Elektrifizierung haben die Alpenstaaten vor dem Hintergrund günstiger topografischer und hydrologischer Bedingungen die Stromerzeugung aus heimischer und erneuerbarer Wasserkraft beständig ausgebaut und diese zu einer ausgereiften, großtechnisch langjährig erprobten Technologie entwickelt. Dank des frühen Fokus auf erneuerbare Stromerzeugung verfügt der Alpenraum heute über einen gut ausgebauten Park aus Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und macht ihn

zur bedeutendsten Wasserkraftregion Europas. Die sich daraus ergebende Möglichkeit, erneuerbar erzeugten Strom hinsichtlich Leistung und Energie in großem Umfang gesichert, planbar und flexibel zur Verfügung zu stellen, ist in einem im Umbau begriffenen Stromsystem von entscheidender und steigender Bedeutung. Die zunehmende Erzeugung von Strom aus volatilen erneuerbaren Energiequellen, hier vor allem Windkraft und Photovoltaik, die gleichzeitig stattfindende Reduktion der Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energiequellen und die verbraucherseitige Dynamisierung führen dazu, dass die jederzeitige Deckung von Stromverbrauch und -erzeugung zunehmend schwierig wird. Die spezifischen Eigenschaften in Kombination mit ihrem bestehenden hohen Ausbaugrad, machen die Wasserkraft zur geeigneten Option, diesen Herausforderungen zu begegnen.

So umfasst der Beitrag der alpinen Wasserkraft zur europäischen Energiewende mehrere Wirkungsebenen, die zum Teil zeitgleich bedient werden:

- Zuverlässige und effiziente Stromerzeugung aus erneuerbarer Quelle
- Gewährleistung von System- und Versorgungssicherheit durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen¹⁷ und hoher Flexibilität
- Unterstützung eines raschen Wiederaufbaus des Stromnetzes im Falle von flächendeckenden Versorgungsunterbrechungen
- Glättung der Residuallast¹⁸ und damit einhergehend vor allem die Reduktion des ineffizienten, dynamischen Einsatzes thermischer Kraftwerksanlagen
- Ermöglichung der großtechnischen Systemintegration der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Quellen, wie Windkraft und Photovoltaik, und Vermeidung deren volks- und betriebswirtschaftlich nachteiliger Abregelung

Die Herausforderungen infolge der notwendigen weiteren Forcierung der Energiewende werden zunehmen. Diesen kann nur durch Nutzung aller verfügbaren Optionen (Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks, Netzausbau, Lastmanagement, Speicherausbau und Sektorkopplung (im Speziellen durch Power-to-Gas-Lösungen)) wirkungsvoll begegnet werden. Der Wasserkraft (Lauf-, Speicher-, und Pumpspeicherkraft) wird aufgrund ihrer ausgereiften Technologie, der hohen Zuverlässigkeit, der hohen Wirkungsgrade und vor allem der hohen Flexibilitätsbandbreite auch im Stromsystem des 21. Jahrhunderts eine tragende Rolle zukommen und wird diese eine Schlüsselrolle für das Gelingen der Energiewende einnehmen.

¹⁷ siehe dazu im Besonderen auch Kapitel 5.4

¹⁸ siehe dazu im Besonderen auch Kapitel 5.3

2. Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft

2.1. Klimaschutz als Treiber für die Energiewende

Im Pariser Übereinkommen von 2015 einigten sich die 196 Mitgliedstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC)¹⁹ darauf, den maximalen Temperaturanstieg in Folge der menschengemachten Erwärmung gegenüber vorindustriellen Werten auf möglichst 1,5°C (jedenfalls auf deutlich unter 2°C) zu begrenzen [UNFCCC, 2015]²⁰. Dieses Ziel zu erreichen, verlangt eine massive Reduktion der Emissionen an CO₂ und anderen Treibhausgasen; konkret den Stopp des weltweiten Anstieges der Emissionen bis 2020 und eine Emissionsreduktion bis 2050 um 60% (gegenüber 2010). Das Regelwerk zur Umsetzung des Pariser Übereinkommens wurde in der Klimakonferenz von Katowice 2018 festgelegt. Alle acht Alpenländer sind Vertragsparteien des Pariser Übereinkommens.

Die im Pariser Übereinkommen formulierten Klimaziele stehen im Konnex und in Übereinstimmung mit der „Agenda 2030 für die nachhaltige Entwicklung“, welche von den Vereinten Nationen im Rahmen des Weltgipfels für nachhaltige Entwicklung 2015 in New York verabschiedet wurde. Darin verpflichten sich die Mitglieder der Vereinten Nationen auf 17 nachhaltige und zum Teil eng verknüpfte Entwicklungsziele (Sustainable Development Goals, SDG) hinzuarbeiten. In Tabelle 2-1 sind jene Entwicklungsziele und Zielvorgaben angeführt, welche in besonderem Maße die Themenfelder Energie und Klimaschutz adressieren [BKA, 2018].

Tabelle 2-1: UN-Entwicklungsziele mit Fokus auf Energie und Klimaschutz

Entwicklungsziel		Zielvorgaben (Auswahl)
Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern (Ziel 7)		<ul style="list-style-type: none"> – Bis 2030 den Anteil erneuerbarer Energie am globalen Energiemix deutlich erhöhen (7.2) – Bis 2030 die weltweite Steigerung der Energieeffizienz verdoppeln (7.3) – Bis 2030 die internationale Zusammenarbeit verstärken, um den Zugang zur Forschung und Technologie im Bereich saubere Energie, namentlich erneuerbare Energie, Energieeffizienz sowie fortschrittliche und saubere Technologien für fossile Brennstoffe, zu erleichtern, und Investitionen in die Energieinfrastruktur und saubere Energietechnologien fördern (7.4)
Nachhaltige Konsum- und Produktionsmuster sicherstellen (Ziel 12)		<ul style="list-style-type: none"> – Die ineffiziente Subventionierung fossiler Brennstoffe, die zu verschwenderischem Verbrauch verleitet, durch Beseitigung von Marktverzerrungen entsprechend den nationalen Gegebenheiten rationalisieren ... (12c)
Umgehend Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen ergreifen (Ziel 13)		<ul style="list-style-type: none"> – Klimaschutzmaßnahmen in die nationalen Politiken, Strategien und Planungen einbeziehen (13.2)

Die Europäische Union hat sich bereits 2007 auf ein Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie (Klima- und Energiepaket 2020) geeinigt. Dieses Paket soll sicher-

¹⁹ United Nations Framework Convention on Climate Change

²⁰ Mitte 2017 kündigten die USA ihren Ausstieg aus dem Übereinkommen im Jahr 2020 an. Damit wären die USA das weltweit einzige Land, das dem Übereinkommen nicht angehört.

stellen, dass die Europäische Union ihre Klima- und Energieziele bis 2020 (20-20-20-Ziele) verwirklicht:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um 20% gegenüber 1990
- 20% Energie (Bruttoendenergieverbrauch) aus erneuerbaren Quellen
- Verbesserung der Energieeffizienz um 20% gegenüber den Projektionen

Zentrale Elemente zur Erreichung der Ziele des Klima- und Energiepaketes der EU bilden

- die Emissionshandelsrichtlinie (Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft), die gegenüber der Stammfassung 2003 mehrfach weiterentwickelt wurde,
- die Erneuerbare-Energie-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen) sowie
- die Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz).

Die Erneuerbare-Energie-Richtlinie setzt, basierend auf dem Generalziel einer Bereitstellung von 20% des Bruttoendenergieverbrauchs²¹ aus erneuerbaren Quellen, für jedes Mitgliedsland der Europäischen Union jenen individuellen Anteil an erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch fest, der bis 2020 erreicht werden muss. Die Zielvorgaben und der bisherige Stand der Zielerreichung sind für die Unionsebene und die unionszugehörigen Alpenstaaten in Tabelle 2-2 dargestellt [EUROSTAT, 2018].²² Wenngleich das Erreichen der Erneuerbaren-Ziele auf einzelstaatlicher Ebene bis 2020 nicht durchgängig zu erwarten ist, wird das Globalziel von 20% auf Unionsebene voraussichtlich erreicht [DB, 2018].

Tabelle 2-2: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch [%]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	ZIEL 2020
EU	8,5	9,0	9,5	10,5	11,1	12,4	12,9	13,2	14,4	15,2	16,1	16,7	17,0	20
D	5,8	6,7	7,7	9,1	8,6	9,9	10,5	11,4	12,1	12,4	13,8	14,6	14,8	18
A	22,5	23,7	25,4	27,0	27,8	30,0	30,2	30,6	31,5	32,4	33,0	32,8	33,5	34
F	9,5	9,6	9,3	10,3	11,3	12,3	12,7	11,1	13,4	14,1	14,7	15,1	16,0	23
I	6,3	7,5	8,3	9,8	11,5	12,8	13,0	12,9	15,4	16,7	17,1	17,5	17,4	17
SLO	16,1	16,0	15,6	15,6	15,0	20,1	20,4	20,3	20,8	22,4	21,5	21,9	21,3	25
CH ²³	17,5	16,6	16,9	18,6	18,7	19,1	19,6	19,1	21,0	21,1	21,4	22,9	22,1 ²⁴	-- ²⁵

2011 veröffentlichte die Europäische Kommission den „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“ [EC, 2011]. Demnach soll die Europäische Union ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80% gegenüber dem

²¹ Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst (im Gegensatz zum Endenergieverbrauch) auch die Verluste, die bei der Erzeugung, Verteilung und Übertragung von Strom und Wärme entstehen.

²² Daten für die Schweiz sind zu Vergleichszwecken angeführt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Angaben nicht auf den Bruttoendenergieverbrauch sondern auf den Endenergieverbrauch beziehen. Hier sind Übertragungs- und Verteilverluste, der Eigenverbrauch des Energiesektors, die in den Schweizer Raffinerien erzeugten nicht energetischen Erdölprodukte (Bitumen, Schmiermittel etc.) sowie die Produkte, welche für die Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung benötigt werden, bereits abgezogen.

²³ [BFS, 2018].

²⁴ Rückgang von 2015 auf 2016 ist vornehmlich auf eine geringere Stromproduktion aus Wasserkraft zurückzuführen

²⁵ Für die Schweiz ist kein vergleichbares Ziel für 2020 definiert.

Stand von 1990 senken. Als Etappenziele wurden Verringerungen um 40% bis 2030 und um 60% bis 2040 genannt. Aufbauend auf dem Klima- und Energiepaket 2020 und der im Fahrplan niedergeschriebenen Langfristzielsetzung wurde 2014 ein „Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ beschlossen. Entsprechend hat sich die Europäische Union zu folgenden Zielen verpflichtet, die bis 2030 zu erreichen sind:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber 1990
- 27% Energie (Bruttoendenergieverbrauch) aus erneuerbaren Quellen
- Verbesserung der Energieeffizienz um 27% gegenüber den Projektionen

Abbildung 2-1 stellt die Bemühungen der Europäischen Union zur Erreichung der internationalen Klimaschutzziele dar. Klar wird, dass die bisher gesetzten Maßnahmen Erfolge zeigen, diese jedoch zu kurz greifen, um die gesteckten Emissionsziele zu erreichen.

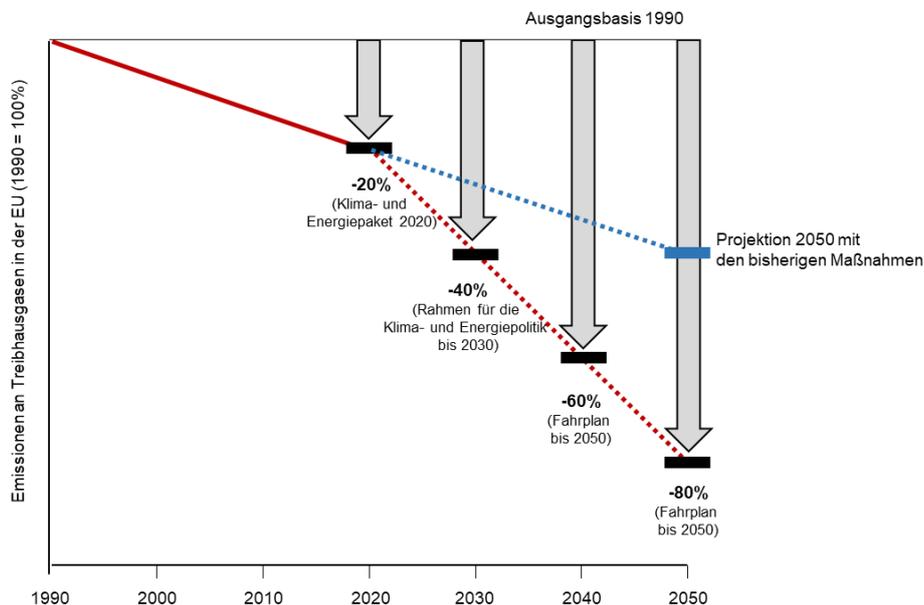


Abbildung 2-1: Emissionsreduktionsziele der Europäischen Union

Vor dem Hintergrund der Befürchtung, dass sich die bestehenden Maßnahmen zur Erreichung des Emissionsreduktionszieles (-40% an Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2030) als unzureichend darstellen, verständigte sich die Europäische Union 2018 im Rahmen des Clean Energy Package auf noch weitergehende Zielsetzungen für das Jahr 2030 [EC, 2018]:

- 32% Energie (Bruttoendenergieverbrauch) aus erneuerbaren Quellen
- Verbesserung der Energieeffizienz um 32,5% (gegenüber den Projektionen)

Bis Ende 2019 haben die Mitgliedstaaten darzulegen, mit welchen Maßnahmen sie diese Ziele erreichen wollen. Die Klimaziele in der Schweiz sind ähnlich ambitioniert. Basierend auf dem Pariser Übereinkommen sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber dem Stand von 1990 halbiert werden [BAFU, 2018].

In der Ende 2018 von der Europäischen Union vorgelegten strategischen Langfristvision für eine prosperierende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft wird sogar die Erreichbarkeit einer Netto-Nullemission an Treibhausgasen bis 2050 skizziert (Abbildung 2-2, basierend auf [UBA, 2018]). Die Erreichung dieses Zieles soll durch Kombination von Elektrifizierung, Nutzung von Wasserstoff, Sektorkopplung, Energieeffizienz, Kreislaufwirtschaft, Technologiefortschritt und Änderung der Lebensweise erreicht werden [EC, 2018/2].

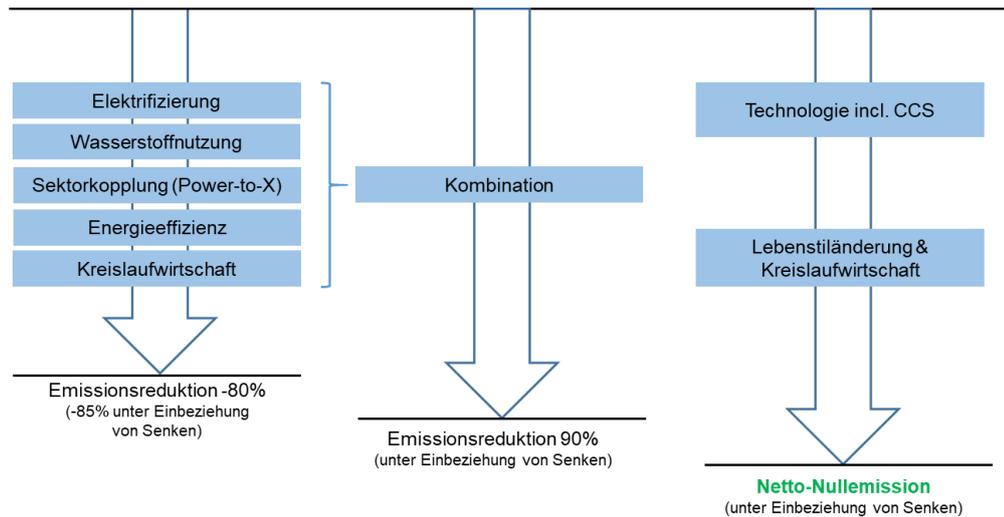


Abbildung 2-2: Vision: Netto-Nullemission an Treibhausgasen bis 2050²⁶

Dieser politisch angestoßene Prozess geht bis zum Erreichen der angestrebten weitgehenden Defossilisierung mit einem Totalumbau des Energiesystems (Stichwort „Energie-wende“) einher, der nach [NAW, 2017] in vier Phasen unterteilt werden kann (Abbildung 2-3).

²⁶ CCS: Carbon Capture and Storage (Techniken zur Abtrennung von CO₂ am Standort fossil befeuerter Kraftwerke und dauerhafte Einlagerung des CO₂ in unterirdischen Lagerstätten)

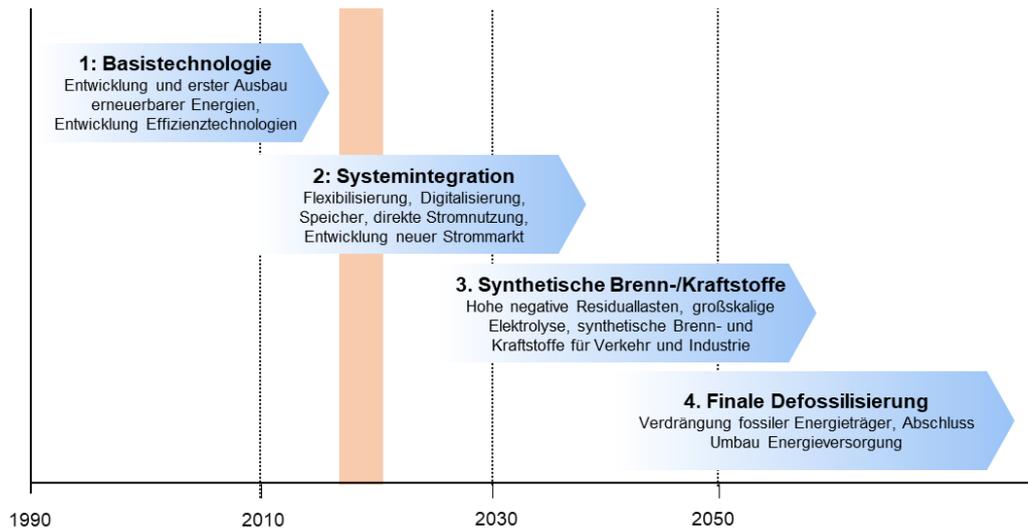


Abbildung 2-3: Vier Phasen der Energiewende

In der ersten, bereits weitgehend abgeschlossenen Phase konnten substantielle Technologieentwicklungen (Windkraft, Photovoltaik, Biomassetechnologien, energieeffizientes Bauen etc.) einhergehend mit wesentlichen Kostenreduktionen erzielt werden. Dies war die Voraussetzung dafür, den Umbau der Energieversorgung in signifikanter Weise in die Wege zu leiten. Hierbei nimmt die Stromerzeugung aus Wasserkraft eine Sonderrolle ein, da deren Einführung und stetige Weiterentwicklung mit Beginn des 20. Jahrhunderts ihren Anfang nahm und mit eigentlichem Start der Energiewende bereits als ausgereifte und breit eingeführte Technik, die mit den Zielen der Energiewende voll kompatibel ist, vorlag.

Zunehmend wird deutlich, dass ein fortgesetzter Ausbau neuer, erneuerbarer Stromerzeugungstechniken umfassende Systemintegration erfordert. Dies wird Kernaufgabe der bereits eingesetzten zweiten Phase der Energiewende sein, die gekennzeichnet ist von Flexibilisierung der Erzeugung und Nachfrage, vom Einsatz digitaler Techniken, vom Ausbau von Speichermöglichkeiten und von einer zunehmend stärker werdenden direkten Stromnutzung (bspw. Elektromobilität), die allesamt auch mit notwendigen Anpassungen der Energiemarktmechanismen verbunden sind. Wie in Kapitel 5 gezeigt, wird die Wasserkraft aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften (wie im Besonderen deren Planbarkeit und deren höchste Flexibilität) – auch im Zusammenspiel mit anderen Flexibilitätsoptionen – einen entscheidenden Beitrag für diese erforderliche Systemintegration leisten.

In der dritten Phase der Energiewende wird davon ausgegangen, dass der Ausbau fluktuierender Stromerzeugung in einem Maße fortgeschritten sein wird, dass überschüssige Strommengen nicht mehr durch Speichermöglichkeiten und Lastmanagement nutzbar gemacht werden, sondern großtechnisch für die Herstellung von Wasserstoff (Power-to-Gas) verwendet werden (siehe dazu Kapitel 6.1).

Für die vierte Phase wird angenommen, dass fossile Energieträger final aus dem Energiesystem verdrängt werden.

2.2. Umbau des Stromsystems

Etwa 80% der Treibhausgasemissionen der Europäischen Union von insgesamt 4.300 Millionen Tonnen pro Jahr (2016) sind der Energieanwendung (vornehmlich der Nutzung fossiler Brennstoffe – wie Kohle, Erdölprodukte und Erdgas – für die Strom- und Wärmeerzeugung, für den Transport (Treibstoffe) sowie für industrielle und gewerbliche Zwecke) zuzuordnen. Die anwendungsspezifischen Anteile setzen sich gemäß der europäischen Treibhausgasinventur entsprechend Abbildung 2-4 zusammen [EEA, 2018]²⁷.

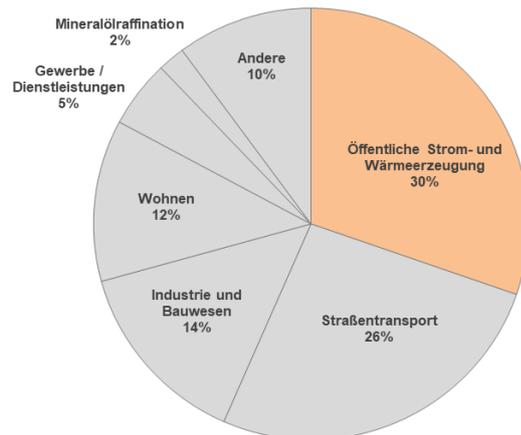


Abbildung 2-4: Verteilung der Treibhausgasemissionen im Sektor „Energie“^{28,29}

Damit zeichnet die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung, bei fallender Tendenz³⁰, für knapp ein Drittel der Emissionen an Treibhausgasen in der Europäischen Union verantwortlich. Die heute bekannten, zum Teil bereits marktreifen und großtechnisch anwendbaren Technologien (wie Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik) legen nahe, bis 2050 im Wesentlichen das Stromsystem weitgehend zu dekarbonisieren, dort schrittweise einen Jahresüberschuss an erneuerbarem Strom zu erreichen, um in Folge den übrigen Verbrauchssektoren aus dem Stromsystem mit Hilfe der sogenannten Sektorkopplung (Power-to-Gas, Power-to-Heat, Power-to-Fuels, Elektromobilität, Anwendung von Wärmepumpen etc.) erneuerbare Energie zuzuführen, um dort ebenfalls wirksam die Emissionen an Treibhausgasen zu senken. Den verbleibenden Rest gilt es mit emissionsarmen Primärenergieträgern (vor allem mit Erdgas) zu decken. Aus diesen Grundüberlegungen heraus hat der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber

²⁷ Darstellung für EU-28 zuzüglich Island

²⁸ Unter „Andere“ werden die verbleibenden Kategorien innerhalb des Sektors „Energie“ zusammengefasst. Dies sind Brennstoffeinsatz in der Landwirtschaft, Flugverkehr innerhalb der EU-Mitgliedsstaaten, Brennstoffeinsatz im Bahnverkehr und dgl.

²⁹ Unter der Kategorie „Öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung“ werden die Emissionen aus der Erzeugung von Strom, von Wärme sowie aus der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme verstanden, die überwiegend der öffentlichen Versorgung dienen. Die industrielle Eigenstrom- und/oder Eigenwärmeversorgung ist davon nicht umfasst.

³⁰ Die Emissionen an Treibhausgasen aus der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung zeigten im Zeitraum 1990 bis 2016 innerhalb des Sektors Energie die stärksten absoluten Rückgänge. Die Emissionen gingen in diesem Zeitraum von jährlich rd. 1.400 Mio. Tonnen auf rd. 1.000 Mio. Tonnen zurück (rd. Minus 30%). Genau gegensätzlich entwickelten sich die Emissionen aus dem Straßenverkehr, welche im Vergleichszeitraum um über 150 Millionen Tonnen (+23%) auf jährlich etwa 900 Mio. Tonnen angestiegen sind.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) Zukunftsszenarien entwickelt, die in Abbildung 2-5 (und folgend) beschrieben sind.

Die ambitionierten Ziele zur Verringerung der Emissionen an Treibhausgasen sind im „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“, wie in Tabelle 2-3 angeführt, festgeschrieben (jeweils Emissionsreduktionen gegenüber dem Basisjahr 1990).

Tabelle 2-3: Sektorbezogene Emissionssenkungen innerhalb der Europäischen Union

Sektor	2030	2050
EU 28 (über alle Sektoren)	-40 bis -44%	-79% bis -82%
Stromerzeugung (CO₂)	-54% bis -68%	-93% bis -99%
Industrie (CO ₂)	-34% bis -40%	-83% bis -87%
Verkehr (einschließlich Luftfahrt, ohne Seeverkehr; CO ₂)	+20% bis -9%	-54% bis -67%
Wohnen und Dienstleistungen (CO ₂)	-37% bis -53%	-88% bis -91%
Landwirtschaft (Nicht-CO ₂)	-36% bis -37%	-42% bis -49%
Andere Nicht-CO ₂ -Emissionen	-72% bis -73%	-70% bis -78%

Der große Anteil des Sektors „Stromerzeugung“ an der Emission von Treibhausgasen sowie die hoch ambitionierten Reduktionsziele in diesem Bereich werden dazu führen, dass der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energiequellen massiv forciert werden wird und muss.

ENTSO-E-Szenarien 2030/40

Augenscheinlich verdeutlicht wird der bevorstehende und bereits angelaufene, radikale Umbau des Stromsystems durch die Analysen des Verbands ENTSO-E, welcher im Rahmen der Erstellung der Netzentwicklungspläne (TYNDP; Ten-Year Network Development Plan) umfangreiche Zukunftsszenarien entwickelt und nach einem Stakeholderprozess und mit der Europäischen Kommission – als Grundlage für die europäischen Energieinfrastruktur-Investitionspläne – abgestimmt hat (Abbildung 2-5) [ENTSO-E, 2018]. Jedes Szenario ist für sich geeignet die Ziele des Clean Energy Package zu erreichen. Die Wahl der Mittel hat unterschiedliche Ausprägungen und betrifft die Erzeugung und den Verbrauch von Strom sowie die Umwandlungstechnologien der Sektorkopplung.

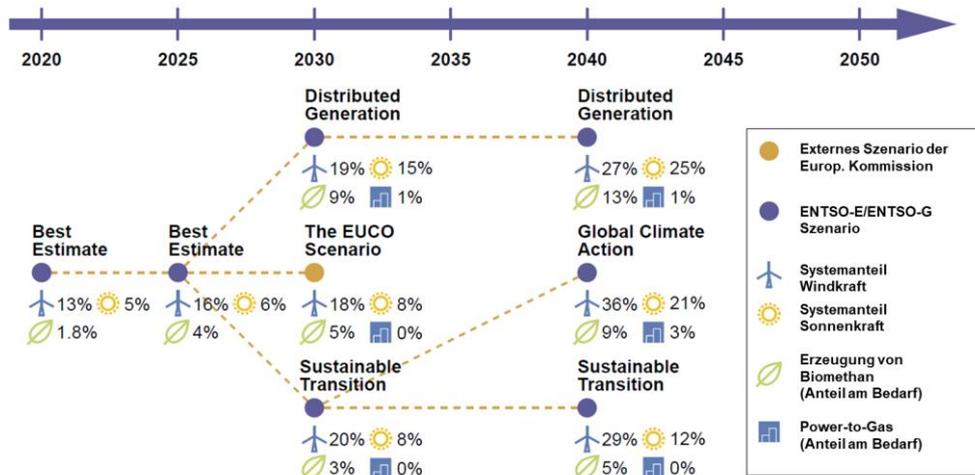


Abbildung 2-5: ENTSO-E-Szenarien (2030/2040)^{31,32,33}

In weiterer Folge werden für die Jahre 2030 und 2040 die in Tabelle 2-4 angeführten Szenarien betrachtet [ENTSO-E, 2018] [APG, 2018].

Tabelle 2-4: Annahmen in den ENTSO-E-Szenarien (2030/40)

Szenario	Grundannahmen
Sustainable Transition (ST)	Das Szenario setzt vor allem auf einen hohen CO ₂ -Preis, wodurch die Stromerzeugung aus Kohle durch Erdgas ersetzt wird. Die Klimaziele der Europäischen Union werden erreicht. Ein rascher Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Quellen ist dafür die Voraussetzung.
Distributed Generation (DG)	Im Mittelpunkt des Szenarios steht der Prosumer. Der Fokus liegt im Szenario stark auf Photovoltaik, Batterien und E-Mobilität.
Global Climate Action (GCA)	Dem Szenario werden große Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems unterstellt. Großkraftwerke (wie Offshore-Windparks) und Sektorkopplung spielen wesentliche Rollen.

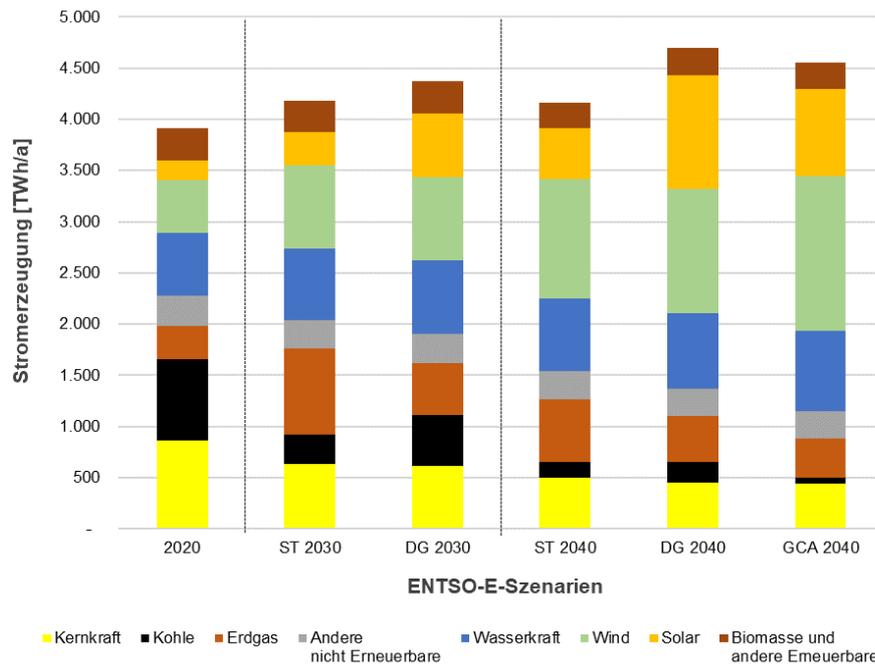
Abbildung 2-6 und Abbildung 2-7 stellen die Entwicklung der Stromerzeugung (als Jahressummen der Stromerzeugung) innerhalb von ENTSO-E für die Jahre 2030 und 2040 für die unterschiedlichen Szenarien dar. Dabei zeigen sich entsprechend den zugrundeliegenden Prämissen zwar deutliche Unterschiede im Erzeugungsmix. Gemeinsam ist allen Szenarien jedoch der massive Anstieg der Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energien von einem für 2020 erwarteten rd. 40%-Erneuerbaren Anteil im Stromerzeugungsmix auf über 70% im Jahr 2040. Deutlich ersichtlich ist, dass dieser Anstieg in allen Szenarien insbesondere durch den Ausbau volatiler Erzeugung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie getragen wird. Auch deutlich wird, dass die Stromerzeugung in allen Szenarien gegenüber 2020 zunimmt. Dies steht im Einklang mit dem „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis

³¹ Die Anteile an Wasserkraft in den einzelnen Szenarien sind in der Abbildung nicht dargestellt. Grund dafür sind die den Szenarien zugrundeliegenden stabilen Erzeugungsmengen an Wasserkraftstrom (siehe Abbildung 2-6)

³² Das Szenario „EUCO 2030“ ist ein Szenario der Europäischen Kommission, welches das Erreichen der europäischen Klima- und Energieziele für 2030, wie diese 2014 im „Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ festgelegt wurden, modelliert. 2018 verständigte sich die Europäische Union auf gegenüber 2014 noch weitergehende Klima- und Energieziele bis 2030. Im Rahmen gegenständlicher Arbeit wird das Szenario „EUCO 2030“ nicht weiter behandelt.

³³ ENTSO-G: European Network of Transmission System Operators for Gas (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas)

2050“ der Europäischen Union [EC, 2011], gemäß dem Strom eine Schlüsselrolle in der



Dekarbonisierung des Energiesystems einnimmt und die Stromnachfrage steigen wird.

Abbildung 2-6: Szenarien für die Stromerzeugung ENTSO-E (2030/40) [TWh]

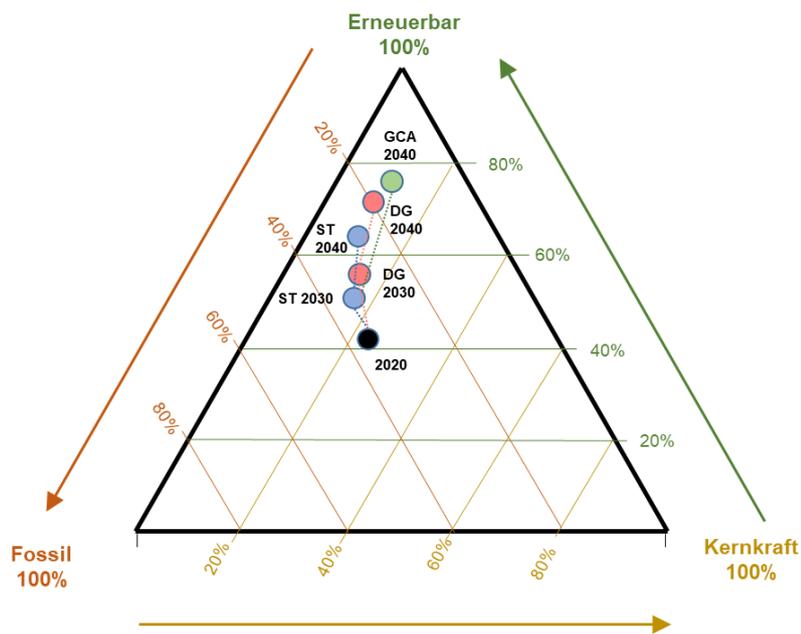


Abbildung 2-7: Transformationspfade der Stromerzeugung (ENTSO-E-Szenarien)³⁴

Der Fokus auf die Ausweitung der Erzeugung von Strom aus volatiler Erzeugung aus Wind und Photovoltaik in allen Szenarien führt dazu, dass zur Erzeugung der gleichen Strommenge wesentlich größere Kraftwerksleistungen zur Verfügung stehen müssen.

Abbildung 2-8 stellt diesen Zusammenhang für die ENTSO-E Szenarien 2040 im Vergleich mit der Situation 2017 sowie dem alpinen Wasserkraftpark (Laufwasserkraftwerke sowie Summe aus Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken) dar. Es zeigt sich, dass die alpine Wasserkraft – vor allem aufgrund des hohen Anteils an Laufwasserkraftwerken – eine deutlich höhere leistungsbezogene jährliche Stromerzeugung aufweist, als dies für den gegenwärtigen ENTSO-E-Kraftwerkspark der Fall ist und entsprechend den Szenarien auch in Zukunft sein wird. Damit wird die Bedeutung der Wasserkraft für eine gesicherte Stromerzeugung mit Zunahme der Kraftwerkskapazitäten mit vergleichsweise geringen Jahreseinsatzzeiten (Photovoltaik und Windkraft) und gleichzeitiger Abnahme von Kraftwerkskapazitäten mit derzeit hohen Jahreseinsatzzeiten (vor allem Kohle- und Kernkraftwerke), weiter ansteigen.

³⁴ Die ENTSO-E-Szenarien umfassen (in alphabetischer Reihenfolge): Albanien, Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Griechenland, Irland, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Mazedonien, Montenegro, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowenien, Slowakei, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn und Zypern

4,9 TWh/GW – Alpine Laufwasserkraft

3,5 TWh/GW – Alpine Laufwasserkraft und Speicherkraft

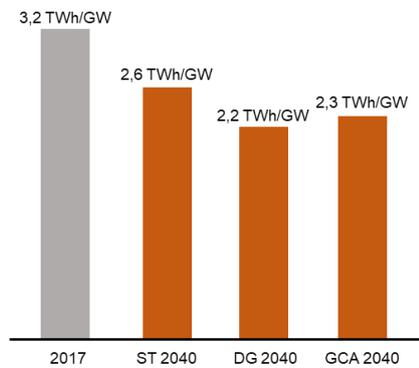
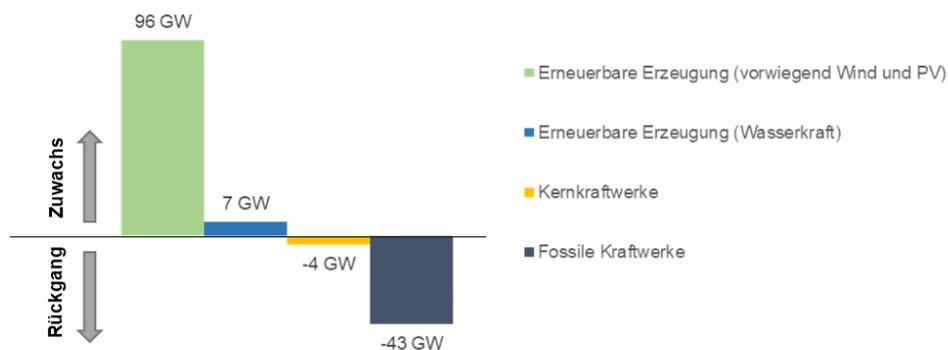


Abbildung 2-8: Jahresstromerzeugung bezogen auf die installierte Kraftwerksleistung^{35,36}

Der Umbau des Kraftwerksparks im ENTSO-E-Raum ist bereits gegenwärtig festzustellen. Abbildung 2-9 stellt die Zuwächse bzw. Rückgänge an Kraftwerksleistungen im Zeitraum 2013 bis 2017 dar. Massiven Außerbetriebnahmen an mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerksleistungen stehen Zubauten an vornehmlich volatiler Leistung in etwa doppeltem Ausmaß gegenüber [ENTSO-E,



2018/4].

Abbildung 2-9: Änderungen der Kraftwerksleistungen (2013/17) innerhalb von ENTSO-E

Deutliche Änderungen werden vor allem bei den volatilen Stromerzeugungsformen Windkraft und Photovoltaik vorstättengehen. Tabelle 2-5 und Tabelle 2-6 zeigen dies anhand der voraussichtlichen Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft und

³⁵ Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund ihres vom aktuellen Strombedarf abhängigen Einsatzes nicht dargestellt

³⁶ Der Wert für 2017 errechnet sich aus der Jahresstromerzeugung von 3.700 TWh und einer installierten Leistung von 1.150 GW (siehe dazu auch Kapitel 5.1)

Photovoltaik in den Alpenstaaten³⁷ zwischen 2030 und 2040 entsprechend den von ENTSO-E definierten Szenarien [ENTSO-E, 2018/2]³⁸.

Tabelle 2-5: Installierte Leistung an Windkraft in den Alpenstaaten [GW]

	2015	ST 2030	DG 2030	ST 2040	DG 2040	GCA 2040
Deutschland	44,6	73,2	73,2	90,1	91,9	115,1
Österreich	2,5	5,0	5,0	5,5	5,5	5,5
Schweiz	--	0,4	0,4	1,0	2,6	2,6
Frankreich	10,3	43,3	43,3	58,5	65,7	69,1
Italien	8,7	16,2	16,2	19,5	19,5	29,2
Slowenien	--	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3
Alpenstaaten	66,1	138,2	138,2	174,9	185,5	221,8
ENTSO-E	k.A.	326,4	326,4	458,3	483,8	583,9

Tabelle 2-6: Installierte Leistung an Photovoltaik in den Alpenstaaten [GW]

	2015	ST 2030	DG 2030	ST 2040	DG 2040	GCA 2040
Deutschland	39,3	66,3	94,6	75,0	140,4	141,0
Österreich	0,7	4,5	7,8	5,6	17,8	5,6
Schweiz	1,1	5,6	9,4	9,9	19,3	12,6
Frankreich	6,2	31,4	41,5	41,4	74,0	60,0
Italien	18,6	25,2	46,4	58,1	117,1	58,3
Slowenien	0,2	0,3	1,4	0,4	4,0	1,0
Alpenstaaten	66,1	133,3	201,1	190,4	372,6	278,5
ENTSO-E	k.A.	254,4	479,3	377,7	874,5	677,1

Entsprechend diesen Szenarien wird sich in den kommenden 20 Jahren die installierte Leistung an Windkraft (Abbildung 2-10) um den Faktor 3 und jene an Photovoltaik (Abbildung 2-11) um den Faktor 3 bis 6 gegenüber dem betrachteten Basisjahr 2015 vergrößern.

³⁷ Die Angaben gelten naturgemäß für den jeweiligen Staat und nicht nur für jene Flächenanteile, die im gemäß [AGAW, 2017] festgelegten Alpenraum (siehe bspw. Abbildung 5-5) zu liegen kommen.

³⁸ Daten für das Jahr 2015 gemäß [AGAW, 2017]

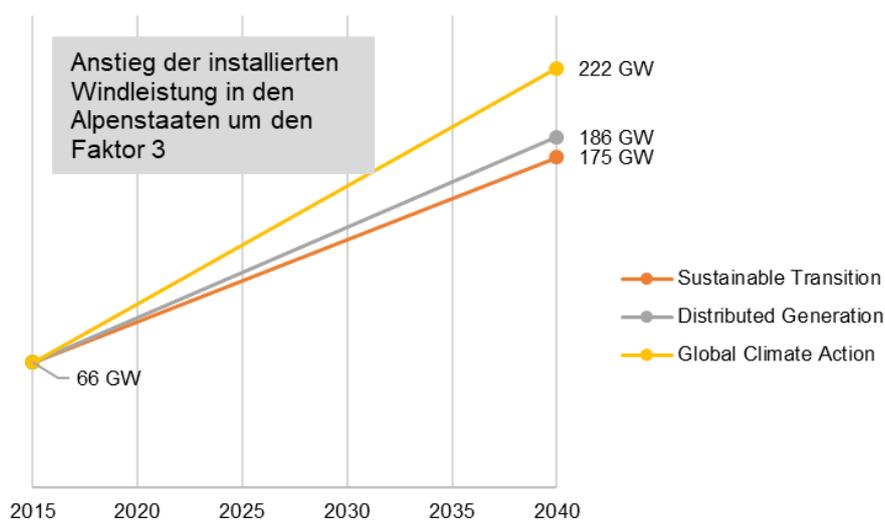


Abbildung 2-10: Prognostizierte Windkraftleistung in den Alpenstaaten bis 2040

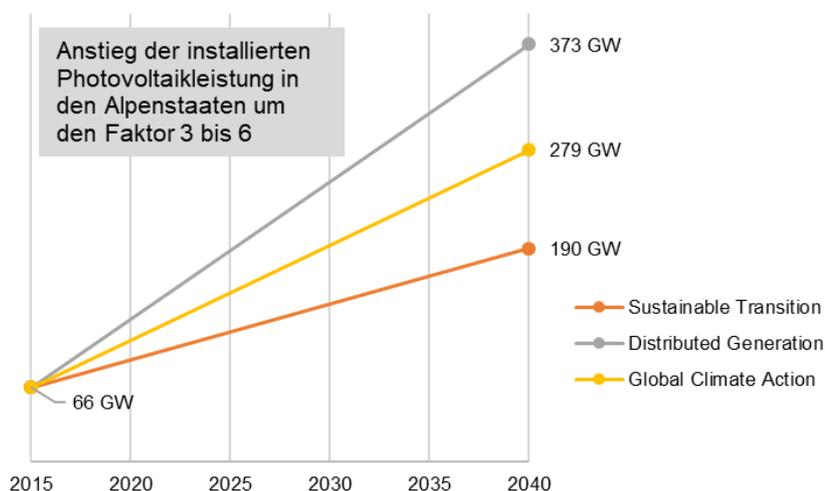


Abbildung 2-11: Prognostizierte Photovoltaikleistung in den Alpenstaaten bis 2040

Einhergehend mit diesem Zuwachs an Windkraft- und Photovoltaikleistung zeigen alle Szenarien einen deutlichen Rückgang an Kraftwerksleistungen im fossilen und nuklearen Bereich (Tabelle 2-7 bis Tabelle 2-9).

Tabelle 2-7: Installierte Kraftwerksleistung Kohle in den Alpenstaaten [GW]

	2015	ST 2030	DG 2030	ST 2040	DG 2040	GCA 2040
Deutschland ³⁹	49,7	24,1	24,1	12,6	17,8	8,3
Österreich	1,2	--	--	--	--	--
Schweiz	<1	--	--	--	--	--
Frankreich	3,0	--	--	--	--	--
Italien	6,4	5,2	2,8	2,8	2,7	4,8

³⁹ Entsprechend den aktuellen Planungen der deutschen Bundesregierung (Stand Februar 2019) will Deutschland bis 2035 (bzw. spätestens 2038) aus der Kohleverstromung aussteigen. Dies ist freilich in den Szenarien von ENTSO-E noch nicht berücksichtigt.

	2015	ST 2030	DG 2030	ST 2040	DG 2040	GCA 2040
Slowenien	k.A.	0,6	0,6	--	0,6	0,1
Alpenstaaten	rd. 60	29,9	27,5	15,4	21,1	13,2

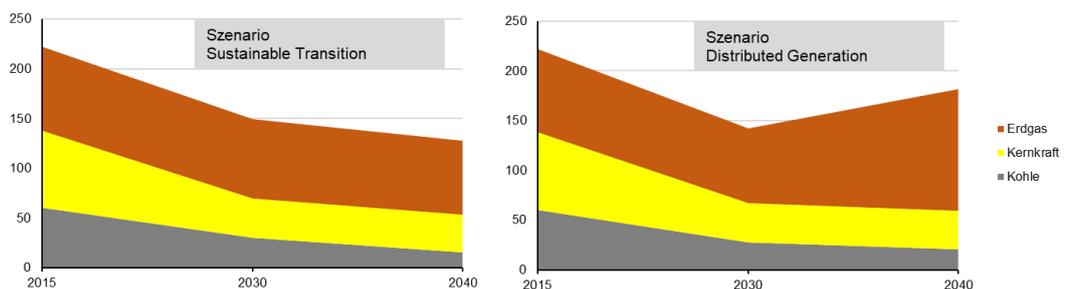
Tabelle 2-8: Installierte Kraftwerksleistung Erdgas in den Alpenstaaten [GW]

	2015	ST 2030	DG 2030	ST 2040	DG 2040	GCA 2040
Deutschland	28,4	31,0	29,1	30,5	27,8	30,4
Österreich	4,8	4,2	3,9	3,6	3,9	3,0
Schweiz	<1*	--	--	--	--	--
Frankreich	10,9	11,5	8,9	8,9	8,9	8,9
Italien	39,3	32,7	32,7	30,7	81,4	30,7
Slowenien	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Alpenstaaten	rd. 84	79,7	75,0	74,1	122,4	73,4

Tabelle 2-9: Installierte Kraftwerksleistung Atomkraft in den Alpenstaaten [GW]

	2015	ST 2030	DG 2030	ST 2040	DG 2040	GCA 2040
Deutschland	10,8	--	--	--	--	--
Österreich	--	--	--	--	--	--
Schweiz	3,3	1,2	1,2	--	--	--
Frankreich	63,1	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6
Italien	--	--	--	--	--	--
Slowenien	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,8
Alpenstaaten	77,9	39,5	39,5	38,3	38,3	39,4

Dieser Rückgang an Kraftwerksleistung tritt in allen Szenarien bei Kohle- und Kernkraft auf. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der in den Szenarien angesetzte Rückgang in der Kernkraftleistung nicht – wie im Fall der Kohlekraft – die Dekarbonisierung des Energiesystems unterstützt, sondern – speziell seit dem Reaktorunglück in Fukushima – vielmehr sinkender Risikotoleranz (vor allem in Bezug auf Radioaktivität und Unfallrisiken sowie fehlender Endlagerlösungen für hoch radioaktive Abfälle) geschuldet ist. Die Stromerzeugung aus Erdgas wird aufgrund ihrer Flexibilität im Einsatz sowie der gegenüber der Stromerzeugung aus Kohle weit geringeren CO₂-Intensität auch über das



Jahr 2040 hinausgehend ihre Bedeutung in den Alpenstaaten haben (Abbildung 2-12).

Abbildung 2-12: Kraftwerksleistungs-Szenarien (Kohle, Kernkraft, Gas) bis 2040 [GW]

2.3. Erneuerbaren-Ausbauziele im Stromsektor in den Alpenstaaten

Der massive in den Szenarien von ENTSO-E angenommene Ausbau an Stromerzeugungskapazitäten, vor allem in der Windkraft und in der Photovoltaik, findet auch in den nationalen Ausbauzielen der Alpenstaaten⁴⁰ seine Entsprechung.

Deutschland

Deutschland verfolgt ausgehend vom Energiekonzept 2010 der Bundesregierung [BMWI, 2010] unter dem Titel „Energiewende“ seit mehreren Jahren den Umbau der Energieversorgung, der sich an folgenden politischen Zielen festmacht [BMWI, 2018]:

- Senkung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40% bis 2020, um 55% bis 2030 und um 80 bis 95% bis 2050
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis 2022
- Sicherstellung von Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit

Als Folge intensiver Bemühungen im Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten (Fokus auf Wind und Photovoltaik) hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch seit 2008 (rd. 15%) mehr als verdoppelt und beläuft sich 2017 auf 36,2%. Damit konnte das für 2020 für den Bruttostromverbrauch festgesetzte Ziel von 35% bereits vorzeitig erreicht werden und es kann entsprechend den angestellten Projektionen davon ausgegangen werden, dass der Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch 2020 zwischen 39 bis 44% liegen wird. Langfristig strebt Deutschland Anteile an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 50% bis 2030, mindestens 65% bis 2040 und mindestens 80% bis 2050 an, wobei der Ausbau der Erzeugung von Strom aus Wind und Photovoltaik im Vordergrund stehen wird [BMWI, 2018]. Die jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft beläuft sich in Deutschland auf rd. 20 TWh⁴¹ und entspricht damit etwa 3 bis 4% des jährlichen Bruttostromverbrauches [FR-ISE, 2018/3]. Aufgrund der topografischen günstigen Lage kommt innerhalb Deutschlands den Ländern Bayern und Baden-Württemberg in der Wasserkraftnutzung eine herausragende Stellung zu: rd. 80% des in Deutschland jährlich erzeugten Stroms aus Wasserkraft ist diesen beiden Ländern zuzuordnen. Der vor allem in diesen Ländern bereits hohe Ausbaugrad der Wasserkraft begrenzt zwar den weiteren Zubau (technische Verbesserung und Neubau) an den großen Gewässern auf zusätzlich 2,7 TWh/a und an mittelgroßen bis kleinen Gewässern auf zusätzlich 0,6 bis 1,2 TWh/a [BMU, 2010], nicht jedoch die Bedeutung der Wasserkraft als verlässliche und nicht kurzfristig volatile Form der Stromerzeugung aus erneuerbarer Quelle.

Österreich

Die österreichische Bundesregierung hat mit der in 2018 veröffentlichten Klima- und Energiestrategie [BMNT und BMVIT, 2018] festgelegt, dass eine Dekarbonisierung (also der Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft) bis 2050 erreicht werden soll. Bis 2030 ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 36% gegenüber 2005 zu erzielen, wobei die Steigerung der Energieeffizienz sowie der Umstieg auf erneuerbare Energieträger als die wichtigsten Hebel angesehen werden.

⁴⁰ Die in weiterer Folge beschriebenen Politiken und Strategien beziehen sich für Deutschland, Frankreich und Italien auf den jeweiligen Staat in seiner Gesamtheit und nicht explizit auf jene Staatsgebiete, die geografisch dem Alpenraum zuzuordnen sind.

⁴¹ 2015: 19 TWh; 2016: 20,5 TWh; 2017: 20,5 TWh

Österreich setzt sich das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 auf 45 bis 50% anzuheben (gegenwärtig: 33,5%). Darüber hinaus ist 2030 der Gesamtstromverbrauch (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, wobei ein ausgeglichener Saldo von importiertem und exportiertem Strom angestrebt wird (Anmerkung: Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs sowie die Stromeigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion (bspw. in der Stahl- oder Papierindustrie) werden für die Berechnung der zu 100% erneuerbaren Stromversorgung nicht einbezogen). Österreichs Energie⁴² weist darauf hin, dass bis 2030 von einem signifikanten Anstieg des Stromverbrauches ausgegangen werden kann (von 73 TWh in 2016 auf 88 TWh), was die volle bilanzielle Abdeckung aus erneuerbaren Energiequellen zusätzlich erschwert [OE, 2018]. Um eine 100%-Erneuerbaren-Abdeckung im Stromsystem zu erreichen und den Mehrbedarf zu decken, müssten gegenüber dem aktuellen Stand rd. 35 TWh mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Die Hauptteile an zusätzlicher Stromerzeugung wären durch Windkraft und Photovoltaik (in Summe > 20 TWh/a) sowie durch den Ausbau der Wasserkraft (8 TWh/a) zu erbringen. Die Nutzung der Wasserkraft hat in Österreich aufgrund der günstigen Topografie und einem reichen Wasserdargebot langjährige Tradition. So beläuft sich der Anteil der Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung bereits gegenwärtig auf etwa 60%.⁴³ Untersuchungen von [Pöyry, 2018] zeigen, dass trotz bereits intensiver Wasserkraftnutzung in Österreich außerhalb von hochsensiblen Gebieten (Nationalparks, Welterbestätten) noch ein technisch-wirtschaftliches Restpotenzial von rd. 11 TWh/a⁴⁴ gegeben ist. Allein die gegenwärtig konkret verfolgten und bekannten Projekte der Stromwirtschaft erlauben eine Mehrleistung von rd. 3,8 GW und eine Mehrerzeugung von über 3 TWh/a (dies entspricht einer Hebung von beinahe 30% des noch gegebenen Restpotenzials). Damit wird der Wasserkraft bei der Umsetzung der österreichischen Klima- und Energiestrategie eine Schlüsselrolle zukommen und ihre Bedeutung für die österreichische Stromwirtschaft weiter steigen.

Schweiz

Grundlage für die Schweizer Energiepolitik ist die Energiestrategie des Bundesrates, die sich 2007 noch auf die vier Säulen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Ersatz und Neubau von Großkraftwerken zur Stromproduktion (auch Kernkraftwerke) sowie Energieaußenpolitik abstützte. Der Entscheid zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie (als Reaktion auf die Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011) sowie tiefgreifende Änderungen der internationalen Energiemärkte, erfordern Änderungen im Schweizer Energiesystem. Dafür wurde – aufbauend auf der Energiestrategie 2007 – die Energiestrategie 2050 erarbeitet. Zentral ist, dass die bestehenden fünf Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht ersetzt werden sollen. Konkret verfolgt die Energiestrategie 2050 die Ziele [BFE, 2015]:

- Senkung des durchschnittlichen Endenergieverbrauches pro Person um 43% bis 2035 und 54% bis 2050 (gegenüber 2000)
- Senkung des durchschnittlichen Stromverbrauches pro Person um 13% bis 2035 und 18% bis 2050 (gegenüber 2000)

⁴² Branchenverband der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

⁴³ 2016: 63% bei einer Brutto-Jahresstromerzeugung aus Wasserkraft von 43 TWh / 2017: 60% bei einer Brutto-Jahresstromerzeugung aus Wasserkraft von 42 TWh [E-Control, 2018]

⁴⁴ 10 TWh/a Neuerschließungspotenzial; 1 TWh/a Optimierungspotenzial

- Steigerung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) von 1,2 TWh auf 14,5 TWh bis 2035 und 24,2 TWh bis 2050

Die Schweiz setzte bereits frühzeitig große Anstrengungen in die Erschließung der Wasserkraft zur Stromerzeugung. Entsprechend trägt die Wasserkraft bereits gegenwärtig mit einem Anteil von rd. 60% den mit Abstand größten Beitrag zur Stromerzeugung in der Schweiz bei.⁴⁵ Aufgrund des bereits gut ausgebauten Wasserkraftparks in der Schweiz sind die bestehenden Potenziale weitgehend erschlossen und die Ausbaupotenziale vergleichsweise gering. Langfristig (bis 2050) soll die Stromerzeugung aus Wasserkraft durch Ausbau und Erneuerung bestehender Kraftwerksanlagen, aber auch durch Realisierung neuer Wasserkraftwerke von jahresdurchschnittlich 36,3 TWh auf 38,6 TWh (+2,3 TWh) gesteigert werden [BFE, 2015]. Das mit Abstand höchste Potenzial im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wird in der Photovoltaik (von 1,1 TWh in 2015 auf bis zu 19 TWh in 2050) gefolgt von der Windenergie (von 0,1 TWh in 2015 auf bis zu 4,3 TWh in 2050) [BFE, 2017/2], Biomasse und Geothermie erkannt. Zielgrößen für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (bzw. vergleichbare Zielgrößen) sind in der Schweiz zwar nicht festgelegt, jedoch kann aus den Planungen implizit das Ziel von 100% (bilanziell auf Jahresbasis) abgeleitet werden.

Frankreich

Zentrale Grundlage für den Umbau des Energiesystems in Frankreich bildet das Energie-wende-Gesetz aus 2014, welches eine Reduktion des Kernenergieanteils am Strommix von rd. 75% auf 50% bis 2025 und im Gegenzug einen massiven Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien vorsieht (32% Erneuerbaren-Anteil am Endenergieverbrauch als Ziel). Umgelegt auf den Stromsektor bedeutet dies einen Anteil von 40% an erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch bis 2030. Ende 2017 wurde jedoch vom Umweltminister bekannt gegeben, dass an der schnellen Reduktion des Kernkraftanteils bis 2025 nicht festgehalten werden kann, wenngleich das 50%-Ziel weiterhin verfolgt wird (als neue zeitliche Zielvorgabe wird das Jahr 2035 in der mehrjährigen Programmplanung für Energie vom November 2018 genannt [DFBEW, 2018]).

Der französische Strommarkt ist traditionell dominiert von der Stromerzeugung aus Kernkraft (2017: Anteil von 71,6% an der Bruttostromerzeugung bzw. rd. 381 TWh) sowie der Wasserkraft (2017: Anteil von 10,1% an der Bruttostromerzeugung bzw. rd. 53 TWh) [DFBEW, 2018]. Um die ambitionierte Zielvorgabe (40% Strom aus erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch bis 2030) zu erreichen, sind leistungs- und technologiebezogene Ausbaupfade festgelegt. Diese sehen einen massiven Ausbau der Windkraftleistung (13,6 GW in 2017 auf 38,8 bis 40,8 GW in 2028), der Photovoltaikleistung (7,7 GW in 2017 auf 35,6 bis 44,5 GW in 2028) aber auch – bedingt durch einen bereits hohen Ausbaugrad – einen moderaten Ausbau der Wasserkraft (von 25,6 GW in 2017 auf 26,4 bis 26,7 GW in 2028) vor [DFBEW, 2018/2].

Italien

⁴⁵ 2017: 36,6 TWh Strom aus Wasserkraft – Anteil an der Stromerzeugung 60% / 19,5 TWh Strom aus Kernkraft – Anteil an der Stromerzeugung 32% [VSE, 2019].

Italien hat 2017 eine neue Energiestrategie vorgelegt, welche einen Fahrplan bis 2030 skizziert und den Anteil erneuerbarer Energien am Energieendverbrauch von 17,5% auf 28% im Jahr 2030 heben soll. Im Stromsektor wird bis 2030 ein Erneuerbaren-Anteil von 55% am Bruttostromverbrauch als Ziel festgelegt. Als wichtiger Schritt ist die Stilllegung der Kohlestromerzeugung bis 2025 geplant, welche 2015 noch mit 16% zur nationalen Stromerzeugung beigetragen hat. Zur Sicherstellung der Stromversorgung setzt Italien auf den Ausbau der Erdgasinfrastruktur sowie auf den forcierten Ausbau von Windkraft und Photovoltaik. Der italienische Strommarkt ist geprägt von einer hohen Importabhängigkeit (Import von etwa 12% des Verbrauches in 2016/17) sowie durch einen Anteil von über 50% des Stromverbrauches, welcher in konventionell thermischen Kraftwerksanlagen erzeugt wird. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen liegt bei über 30% des Verbrauches, wobei hier die Stromerzeugung aus Wasserkraft mit über 10% den bedeutendsten Anteil einnimmt⁴⁶. Die Bedeutung der Wasserkraft für das Stromsystem kommt auch in der nationalen Energiestrategie zum Ausdruck, welche vor allem die Ertüchtigung bestehender Wasserkraftanlagen als Maßnahmen festlegt [INES, 2017].

Slowenien

Die Entwicklungsstrategie „Slovenia 2030“ der slowenischen Regierung aus 2017 setzt 12 Entwicklungsziele bis 2030 fest, darunter die Erreichung einer „Low-carbon circular economy“ [SLO, 2017]. Kernelement bildet der weitere Ausbau erneuerbarer Energieträger, die 2030 einen Anteil von 27% am Gesamtendenergieverbrauch einnehmen sollen. Für den Strombereich ist kein langfristiges Ziel festgelegt. Der Anteil an Strom aus Wasserkraft an der Gesamtstromerzeugung beläuft sich in Slowenien 2017 auf rd. 27%⁴⁷ und bildet damit die dominierende Form der Stromerzeugung aus erneuerbarer Quelle [AZE, 2018].⁴⁸

Alpenstaaten⁴⁹

Im Einklang mit den internationalen und europäischen Zielen streben alle Alpenstaaten den weiteren Ausbau des Anteils erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch an und definieren teilweise langfristige und sehr ambitionierte Zielkennzahlen [Tabelle 2-10 und Abbildung 2-13]. Jene Alpenstaaten, welche Mitglieder der Europäischen Union sind,⁵⁰ haben ihre geplanten Maßnahmen und ihre Beiträge zur gesamthaften Erreichung der Klima- und Energieziele der Europäischen Union (siehe Kapitel 2.1) in Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplänen (NEKP) für die Periode 2021 bis 2030 zu konkretisieren. Die NEKP sind bis Ende 2019 zu finalisieren (Entwürfe waren bis Ende 2018 an die Europäische Union zu übermitteln) und werden die Basis für Berichtswesen und Fortschrittsüberwachung bilden.

Tabelle 2-10: Nationale Ziele für den Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch

	IST 2016	2030	2040	2050	Quellen
Deutschland	32,2%	50%	65%	80%	2016: [EUROSTAT, 2018] / [BMWi, 2018]

⁴⁶ 2016: 43,8 TWh bzw. 14% des Verbrauches; 2017: 37,5 TWh bzw. 12% des Verbrauches

⁴⁷ 2017: 4,1 TWh bzw. 27% der Gesamtstromerzeugung von 15,0 TWh

⁴⁸ Die Erzeugung von Strom aus Photovoltaik, Windkraft und Biomasse beläuft sich 2017 in Summe auf 7% der Gesamtstromerzeugung.

⁴⁹ Die hier dargelegten Ziele beziehen sich auf die gesamtstaatlichen Zielvorgaben

⁵⁰ Österreich, Deutschland, Frankreich, Italien und Slowenien / Die Schweiz ist kein Mitgliedsstaat der Europäischen Union.

	IST 2016	2030	2040	2050	Quellen
Österreich	72,6%	100% ⁵¹	--	--	2016: [EUROSTAT, 2018] / [BMNT, 2018]
Schweiz	54,9%	-- ⁵²	--	(100%) ⁵³	2016: [BFE,2017]
Frankreich	19,2%	40%	--	--	2016: [EUROSTAT, 2018] / 2030: [Rüdinger, 2014]
Italien	34,0%	55%	--	--	2016: [EUROSTAT, 2018] / 2030: [GTAI, 2017]
Slowenien	32,1%	--	--	--	2016: [EUROSTAT, 2018]

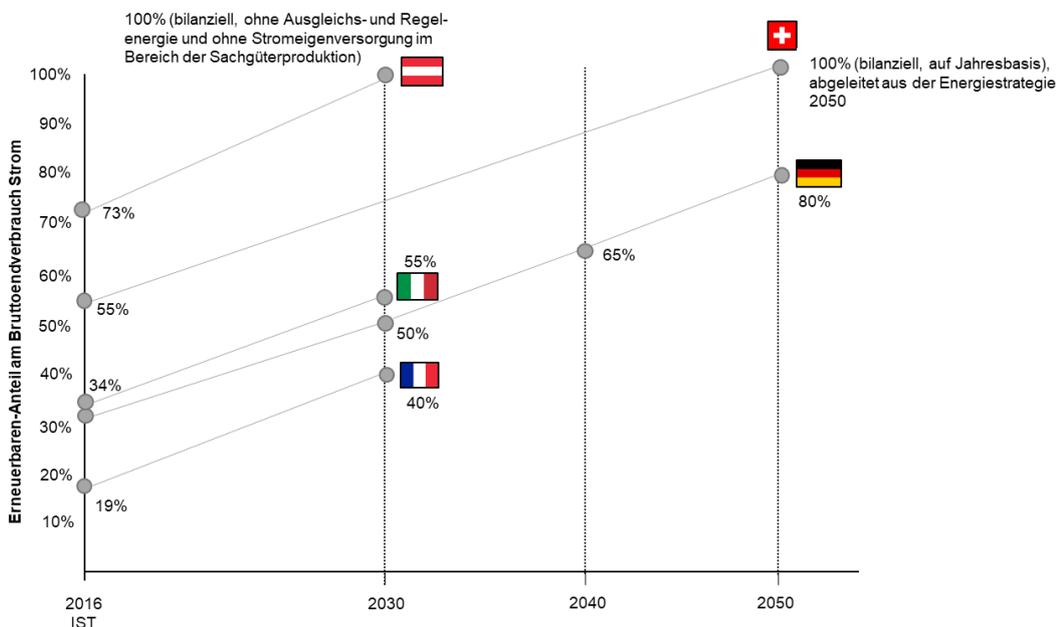


Abbildung 2-13: Nationale Ziele für den Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch

Gemeinsam ist den durchwegs ambitionierten Energie- und Klimazielen der Alpenstaaten ein starker Fokus auf den Ausbau der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energieträgern (Windkraft und Photovoltaik). Dies ist insoweit überhaupt möglich, als die Alpenstaaten bereits frühzeitig damit begonnen haben, deren jeweiliges Wasserdargebot einer energetischen Nutzung in Wasserkraftwerken zuzuführen und daher der Alpenraum durch einen bereits sehr hohen Wasserkraftausbaugrad gekennzeichnet ist. Damit verfügen die Alpenstaaten bereits jetzt über eine Stromerzeugungsinfrastruktur, die sowohl in der Lage ist Leistung und Erzeugung gesichert und ohne Emissionen an Treibhausgasen zur Verfügung zu stellen als auch – wie dies in Kapitel 5 gezeigt wird – höchsten und steigenden Flexibilitätserfordernissen, die unweigerliche Folge des Ausbaues der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen (Windkraft und Photovoltaik) sind, zu begegnen. Folgerichtig zielen die Alpenstaaten in ihren nationalen Planungen und Maßnahmen darauf ab, ihre bereits vorhandene Wasserkraftinfrastruktur, wo erforderlich, zu modernisieren und diese entsprechend den durchaus noch gegebenen Potenzialen zu erweitern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dies im Einklang mit jenen Politiken erfolgen muss, welche die Verbesserung des ökologischen Zustands von Gewässern zum Ziel haben.

⁵¹ Bilanziell, ohne Einberechnung von Ausgleichs- und Regelenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebes sowie ohne Einberechnung der Stromeigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion.

⁵² Kein prozentualer Zielwert definiert, sondern konkrete Ausbauziele in TWh.

⁵³ Kein definierter Zielwert, jedoch kann dieser aus der Energiestrategie 2050 abgeleitet werden (bilanziell, auf Jahresbasis)

3. Volatilität im Stromsystem

Mit Ausnahme von Wasserkraft, Biomasse und Geothermie sind alle Formen der erneuerbaren Stromerzeugung im Allgemeinen durch den Sonnengang (saisonales Energiedargebot, Tag-Nacht-Schwankungen) sowie in mehr oder weniger starker Ausprägung durch meteorologische Effekte (Bewölkung, Windflauten, Sturm etc.) im Kurzzeitsegment determiniert.

Darüber hinaus schwankt der Verbrauch in allen Zeitbereichen bereits heute und wird künftig noch mehr dynamisiert werden. Wesentliche Treiber dafür sind, neben den Verbrauchscharakteristiken der Kundenanwendungen, die Maßnahmen zur Sektorkopplung, der Endverbrauch – der künftig gegebenenfalls kurzfristig unter anderem an Preissignalen orientiert sein wird – sowie im großen Maßstab eingesetzte dezentrale, ungesteuerte Speichereinheiten zur Optimierung des prosumerbezogenen⁵⁴ Energiemanagements in Kombination mit dezentraler Erzeugung von Strom (im Besonderen Photovoltaik).

Vor allem die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik richtet sich weitgehend nach dem kurzzeitig volatilen Dargebot und ist daher losgelöst vom aktuellen Verbrauch. Die Differenz aus volatiler, erneuerbarer Stromerzeugung und dem Verbrauch ist die Residuallast. Je Zeiteinheit kann sie positiv (temporäres Erzeugungsdefizit), negativ (temporärer Erzeugungsüberschuss) und in Einzelfällen gerade auch Null sein.

Für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität und damit der Versorgungssicherheit ist es notwendig dafür zu sorgen, dass über Flexibilitätsoptionen der jederzeitige Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch an Strom sichergestellt ist. Im Fall einer positiven Residuallast ist dem System Strom zuzuführen bzw. bei negativer Residuallast dem System Strom zu entnehmen. Wasserkraftwerke (vornehmlich Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke)⁵⁵ übernehmen diese notwendige Flexibilisierungsrolle bereits seit langem und werden dafür auch in Zukunft noch verstärkt eingesetzt werden müssen.

3.1. Steigende Volatilität durch Windkraft- und Photovoltaikausbau

Die Stromerzeugung mittels Windkraft und Photovoltaik ist dargebotsabhängig und daher – sofern keine Abregelung erfolgt⁵⁶ – nur bedingt steuerbar. Windparks nutzen bei einem typischen Wirkungsgrad von etwa 40%⁵⁷ die kinetische Energie des Windes um über die

⁵⁴ Prosumer sind Akteure, die sowohl als Erzeuger (producer) als auch als Verbraucher (consumer) von elektrischem Strom auftreten. Bspw. können dies Betreiber von Photovoltaikanlagen sein, die bei Erzeugung von Strom über ihrem Eigenverbrauch diesen in das Netz einspeisen bzw. im umgekehrten Fall Strom vom Netz beziehen.

⁵⁵ Während reine Speicherkraftwerke Strom bedarfsgerecht erzeugen, können Pumpspeicherkraftwerke sowohl die Erzeuger- als auch Verbraucherrolle übernehmen.

⁵⁶ Abregelungen sind aus ressourcenökonomischen Gründen (insbesondere aufgrund der Verwendung öffentlicher Fördermittel) so weit als möglich zu begrenzen.

⁵⁷ Typischer Wert für den Gesamtwirkungsgrad unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade für Generator, Leistungselektronik, Umspannung und Parkverlusten. Parkverluste ergeben sich durch die gegenseitige Beeinflussung der Windkraftanlagen in Windparks. Der Parkwirkungsgrad bezogen auf die Jahresenergie beträgt typischerweise 90%; dies entspricht einem Verlust von 10% allein durch gegenseitige Abschattung [Schaffarczyk, 2016].

Rotorturbine und in Folge den Generator Strom zu erzeugen. Die Stromerzeugung wird im Wesentlichen durch großräumige Wetterlagen bestimmt. Diese Großräumigkeit der Wetterlagen führt auch in der überregionalen Betrachtung zu einer hohen Volatilität der Einspeisung und zu einer enormen Breite in Bezug auf die Leistungsbereitstellung aus diesen Anlagen. So treten mehrtägige Windflauten mit keiner bis geringer Stromerzeugung aus Windkraft regional bis überregional mehrmals im Jahr auf. Darauf ist der Fachverband VGB PowerTech e.V. im Rahmen einer großangelegten Untersuchung (Windenergie in Deutschland und Europa [Linnemann, 2017] / [Linnemann, 2018]) eingegangen und hat für das Jahr 2016 gezeigt, dass bei einer installierten Nennleistung der gesamten deutschen Windparks von rd. 50 GW, die tatsächliche Leistungsbereitstellung zwischen < 1 GW (minimale Leistungsbereitstellung von 0,135 GW im Sommer 2016) und 34 GW (im Winter 2016) schwankte. Die gesicherte Leistung der gesamtdeutschen Windparks belief sich im Jahr 2016 somit auf lediglich 0,3% der Nennleistung (Abbildung 3-1) bzw. konnte gezeigt werden, dass im Mittel lediglich rd. 9 GW an Leistung (somit 18% der installierten Nennleistung) erbracht werden konnten.

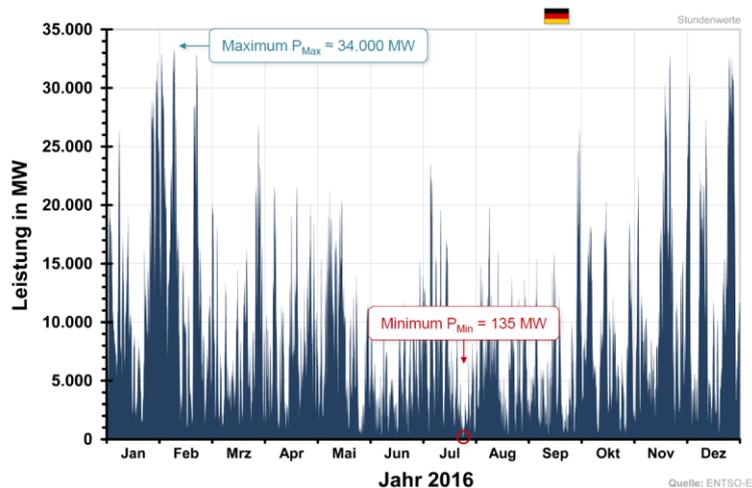


Abbildung 3-1: Windkraftleistung in Deutschland 2016 (Stundenwerte)

Dies ist vor dem Hintergrund beachtlich, als die Einspeisung von Windkraftanlagen völlig losgelöst vom tatsächlichen Bedarf (Lastgang) erfolgt und Schwankungen kurzfristig durch Backup-Kapazitäten (aufgrund der geringen gesicherten Leistung von <1% der installierten Nennleistung ist eine planbare Backup-Leistung im Ausmaß von 100% erforderlich) auszugleichen sind. Das enorme Delta zwischen minimaler und maximaler Windkraftleistung wird durch den geplanten weiteren Ausbau dieser Stromerzeugungstechnologie (Abbildung 2-10) noch weiter zunehmen. Weitaus bedeutender ist jedoch der Umstand, dass aufgrund der Großräumigkeit der Wetterlagen die bereitgestellten Leistungen auch räumlich korrelieren und eine Glättung nur bedingt eintritt. Selbst eine Betrachtung auf europäischer Ebene⁵⁸ zeigt großräumige Korrelationen (Abbildung 3-2).

⁵⁸ Summierte Windkraftleistung 2016 von 18 europäischen Ländern (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Dänemark, Polen, Tschechien, Österreich, Italien, Spanien, Portugal, Irland, Großbritannien, Norwegen, Schweden, Finnland, Rumänien, Griechenland).

Auch hier bleibt der Anteil gesicherter Leistung (Minimal- zu Nennleistung) bei niedrigen rd. 4%.

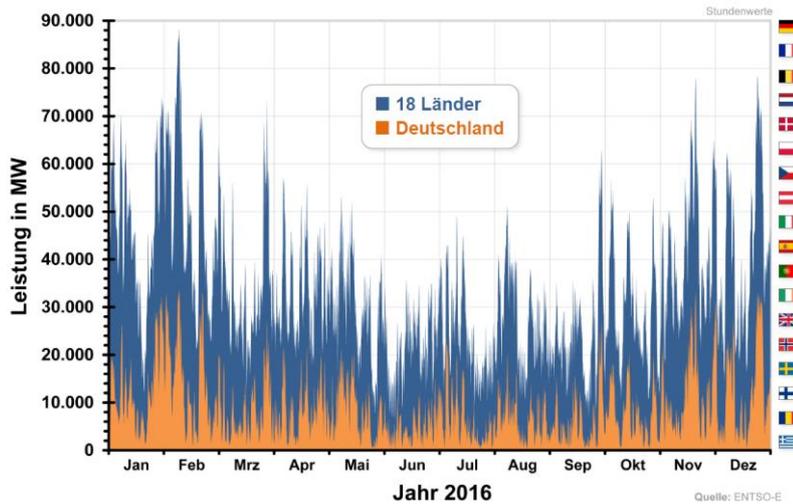
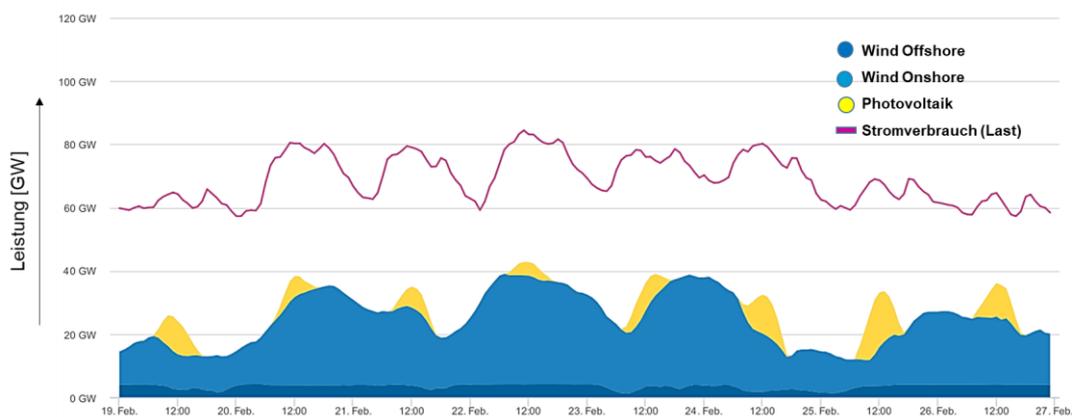


Abbildung 3-2: Windkrafteinspeisung europäischer Staaten 2016 (Stundenwerte)

Der jahreszeitliche Verlauf zeigt saisonale und tägliche Unterschiede zwischen der Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik. Während die Stromerzeugung aus Windkraft zwischen Herbst und Frühjahr tendenziell hoch ist, tritt das Stromerzeugungsmaximum in Bezug auf die Photovoltaik naturgemäß in den Sommermonaten auf. Gleiches zeigt sich für den Tagesgang: Tendenziell höhere Windkraftleistungen in den Nachtstunden stehen Spitzen der Photovoltaikleistung in der Tagesmitte gegenüber. Verdeutlicht werden kann dies exemplarisch anhand einer Gegenüberstellung der Stromproduktion in Deutschland aus Windkraft und Photovoltaik in einer Winterwoche (19.2.2017 bis 26.2.2017, Abbildung 3-3) und in einer Sommerwoche (22.8.2017 bis 31.8.2017, Abbildung 3-4) in



Bezug zur jeweils bestehenden Last (erstellt auf Basis [AGORA, 2019]).

Abbildung 3-3: Stromeinspeisung aus Wind und Photovoltaik (Winterwoche, D)

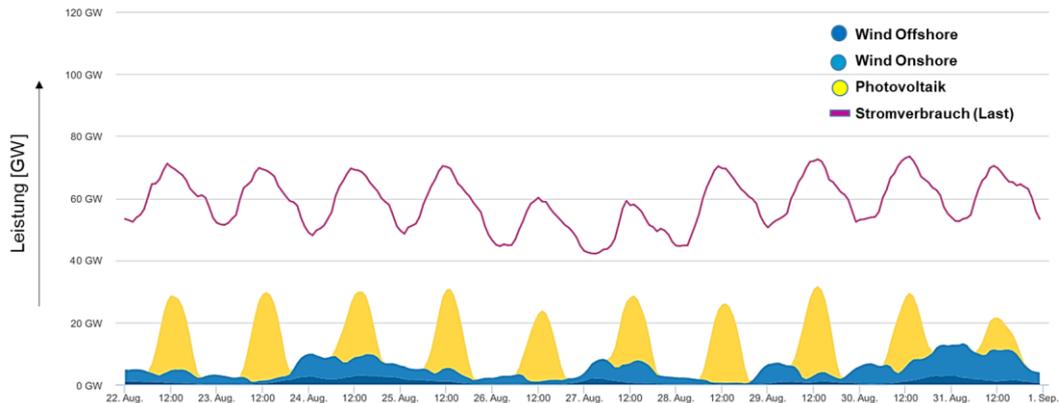


Abbildung 3-4: Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (Sommerwoche, D)

Wie in Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4 gezeigt, ist die Stromerzeugung aus Windkraft sowohl in der Höhe als auch im zeitlichen Verlauf losgelöst von der jeweils bestehenden Last und ist allein von zeitlich schnell stattfindenden Dargebotsänderungen (Windverhältnissen) bestimmt. Im Falle der Photovoltaik zeigt sich zwar eine zeitlich gute Übereinstimmung von Erzeugungs- und Lastspitze um die Tagesmitte; die Leistungsbereitstellung ist der Höhe nach jedoch allein vom momentanen Strahlungsdargebot bestimmt. Entsprechend gering ist der Leistungskredit⁵⁹ der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik (siehe Kapitel 5.2) und steigt der Systemwert von Kraftwerksanlagen (im Besonderen solcher, die Strom aus Erneuerbaren Energiequellen erzeugen, wie Wasserkraftwerke), welche Leistung in einem hohen Ausmaß gesichert, planbar und flexibel bereitstellen können.

Die klimatischen Verhältnisse in Mitteleuropa⁶⁰ zeigen entsprechend klare negative Korrelationen von hoher Sonneneinstrahlung und hohen Windstärken (Abbildung 3-5 beispielhaft für Deutschland 2017) [FR-ISE, 2018/2] [FR-ISE, 2018/3]. Kalkulierbare Kompensationseffekte zwischen Windkraft und Photovoltaik mit mildernder Wirkung auf die Flexibilitätserfordernisse können damit genutzt werden, weshalb der koordinierte Ausbau dringend geboten ist. [FR-ISE, 2017].

⁵⁹ Leistungskredit = Anteil der Nennleistung eines bestimmten Kraftwerkes, der statistisch gesichert in einem gegebenen Verbundnetz zur Deckung der Grundlast beitragen und damit ein anderes Kraftwerk ersetzen kann. Er gibt den Beitrag eines einzelnen Kraftwerkes zur gesicherten Leistung im Stromsystem an.

⁶⁰ Die Betrachtung gilt für das Jahr 2017. Inwieweit sich längerfristig Änderungen in der Korrelation als Folge sich ändernder klimatischer Veränderungen ergeben, bleibt abzuwarten bzw. zu beobachten.

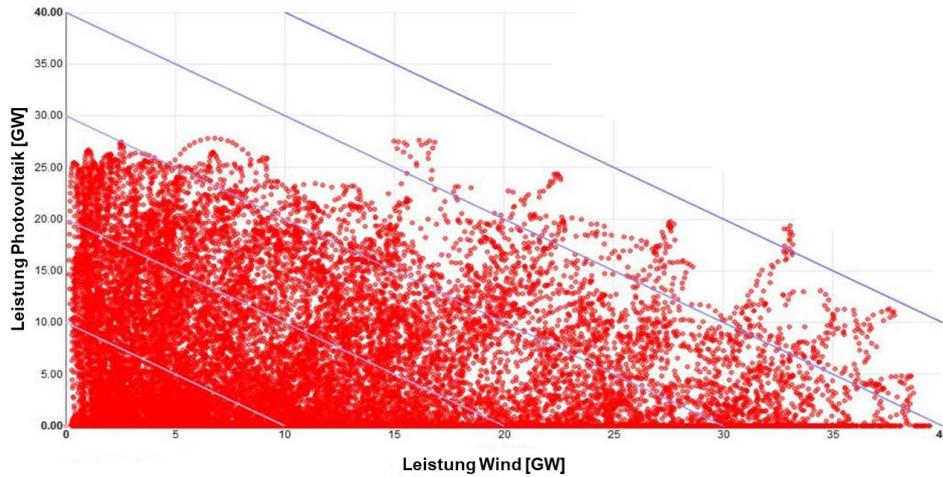
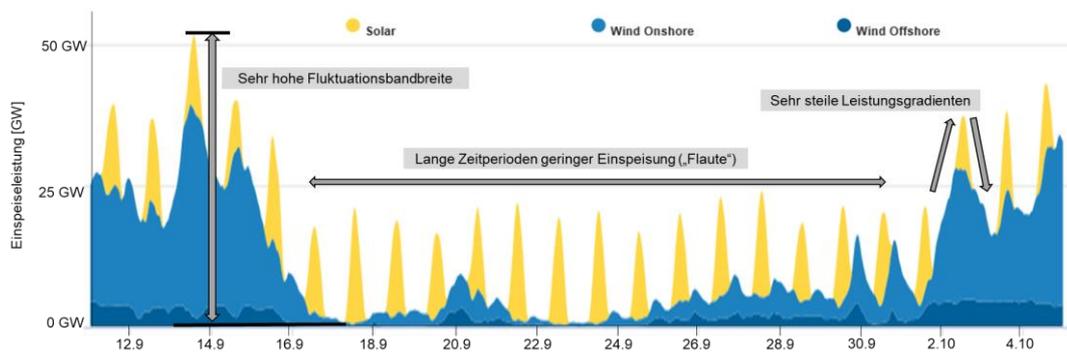


Abbildung 3-5: Viertelstundenleistungen (Photovoltaik und Wind, Deutschland 2017)

Die starke sowohl lang- als auch kurzfristige Fluktuation in der Leistungsbereitstellung, die Unsicherheiten in der Prognose und die sehr hohen Leistungsgradienten stellen das bestehende Stromsystem vor enorme Herausforderungen, denen durch ein Zusammenspiel an Maßnahmen entgegengetreten werden muss (Abbildung 3-6 für den



Zeitraum 11.9.2017 bis 5.10.2017, Deutschland, erstellt auf Basis [AGORA, 2019].

Abbildung 3-6: Flexibilitätsherausforderungen durch Wind- und Photovoltaikstrom

Mildernd wirkt der Umstand, dass die Prognosegenauigkeit der Einspeisung aus Wind und Photovoltaik aufgrund verbesserter Modelle, Messungen und Computertechniken zunimmt. Tabelle 3-1 zeigt die erwartete Zunahme der Prognosegenauigkeit für die eingespeiste Wind- und Photovoltaikleistung bis 2050 [FR-IWE, 2014].⁶¹

Tabelle 3-1: Prognosefehler der Wind- und Photovoltaikleistung [% nRMSE]

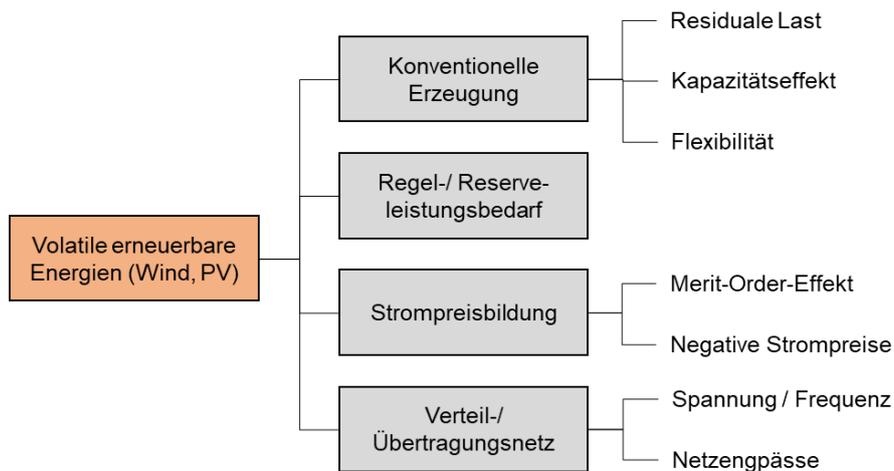
	2010	2020	2030	2050
Wind Onshore (Folgetag)	4,0%	3,2%	3,0%	2,6%
Wind Offshore (Folgetag)	12,0%	7,0%	4,5%	3,5%
Photovoltaik (Folgetag)	6,0%	4,0%	3,8%	3,1%

⁶¹ Angegeben in nRMSE = normalised Root Mean Square Error = normalisierter mittlerer quadratischer Fehler. Vergleich: Der nRMSE für die Lastprognose beläuft sich auf 2,6% (Folgetag) bzw. 0,8% (1 Stunde).

	2010	2020	2030	2050
Wind Onshore (1 Stunde)	1,5%	0,9%	0,8%	0,6%
Wind Offshore (1 Stunde)	3,3%	1,9%	1,6%	1,2%
Photovoltaik (1 Stunde)	2,9%	1,4%	1,3%	1,1%

3.2. Bedeutung von Volatilität für das Stromsystem

Die stark schwankende Einspeisung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie die absehbar zunehmende Steigerung von Leistungen und Erzeugung in Wechselwirkung mit dem zeitgleichen Verbrauch zeigen vielfältige Auswirkungen auf das



Stromsystem (Abbildung 3-7, [Neubarth, 2011]).

Abbildung 3-7: Wirkungspfade volatiler erneuerbarer Energien im Stromsystem

Der Einsatz von Kraftwerksanlagen folgt im Stromgroßhandelsmarkt grundsätzlich marktwirtschaftlichen Gesetzen, wobei die Nachfrage nach Strom und die Ausgestaltung des Kraftwerksparks den Strompreis bestimmen. Dabei kommen Kraftwerke entsprechend ihrer jeweiligen Grenzkosten solange zum Einsatz, bis die Nachfrage gedeckt ist (Merit-Order). Das „teuerste“ noch zum Einsatz kommende Kraftwerk setzt somit den Strompreis für alle am Markt teilnehmenden Kraftwerke.

Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken, deren Einsatz unterschiedlich hohe variable Kosten verursacht, weisen Windkraft- und Photovoltaikanlagen sehr geringe variable Kosten auf (niedrige Gestehungskosten). Dadurch werden die teuersten Kraftwerke (also jene, die zur Deckung der Nachfrage noch eingesetzt werden müssen) aus der Stromproduktion verdrängt – der Großhandelsstrompreis sinkt (Merit-Order-Effekt, Abbildung 3-8).

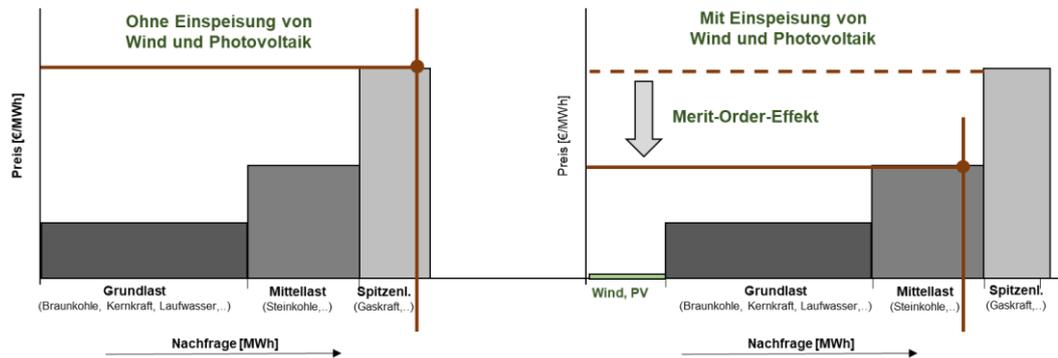


Abbildung 3-8: Merit-Order-Effekt (Preissenkung durch Wind und PV)

Diese seit mehreren Jahren zu beobachtende Verdrängung konventioneller flexibler Kraftwerke (Kapazitätseffekt) durch die zunehmende Einspeisung von gefördertem Strom aus Windkraft und Photovoltaik führt zu einem signifikant niedrigeren Strompreinsniveau im Großhandel (siehe dazu Kapitel 5.3) und zu deutlich sinkenden marktinduzierten Einsatzzeiten von flexiblen konventionellen Kraftwerken (im Besonderen von erdgasbefeuerten Kraftwerksanlagen), wodurch deren Wirtschaftlichkeit sinkt und Neu- bzw. Ersatzinvestitionen gehemmt werden. Entsprechend sehen die von ENTSO-E entwickelten Szenarien auch 2040+ durchwegs einen hohen Anteil an Kraftwerksanlagen aus Erdgas vor (Tabelle 2-8), wenngleich deren Einsatzzeiten sinken und diese entsprechend dem gegenwärtigen Marktmodell wirtschaftlich schwer zu betreiben sein werden.

Um im liberalisierten Strommarkt sowohl Planungssicherheit als auch kurzfristig Reaktion und Ausgleich zu ermöglichen, haben sich Teilmärkte entwickelt (Abbildung 3-9 auf Basis [Zöphel, 2016]). Der Terminhandel (Terminmarkt) dient – durch Abschluss langfristiger Stromlieferverträge – der Planungssicherheit und der Absicherung von Preisrisiken. Der Börsenhandel erfolgt über standardisierte Produkte (EEX: Day- und Weekend-Futures,



Week-, Month-, Quarter- und Year-Futures).

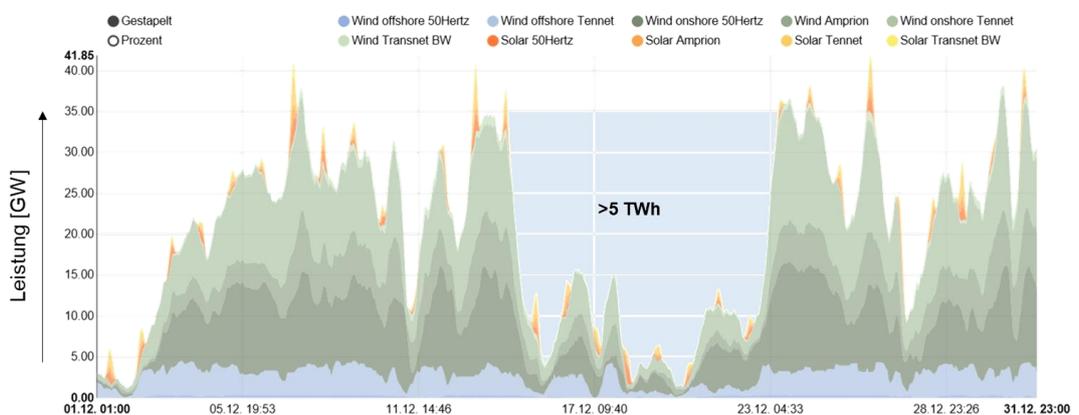
Abbildung 3-9: Elemente des Strommarktes

Basierend auf Prognosen von Verbrauch und Erzeugung von Strom (für dargebotsabhängige Erzeugung unter Zugrundelegung von Wetterprognosen) werden am Day-Ahead-Markt bis 12:00 Uhr des Vortages die angebotenen Erzeugungsleistungen ent-

sprechend der kurzfristigen Grenzkosten sortiert (Merit-Order gemäß Abbildung 3-8). Der Strompreis (Market Clearing-Preis) ergibt sich am Schnittpunkt von Nachfrage und Angebot. Übersteigt das Angebot die Nachfrage (hohe prognostizierte Einspeisung aus Wind und Photovoltaik, Inflexibilität bei der Leistungsrücknahme konventioneller Stromerzeuger gepaart mit niedrigen Lasten) können sich negative Preise ausbilden.

Der kurzfristige Handel (bis 30 Minuten vor Lieferzeitpunkt) erfolgt auf den Intraday-Märkten, um aktuelle Wetterprognosen sowie generell kurzfristige Abweichungen in Stromerzeugung und -nachfrage berücksichtigen zu können. Gehandelt werden Viertelstunden- und Stundenprodukte. Gegenüber dem Day-Ahead-Handel erfolgt die Preisermittlung per „Pay-as-Bid“.

Aufgrund der weiteren und forcierten Zunahme der Einspeisung aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung wird die Residuallast – und damit die Einsatzzeit konventioneller Stromerzeuger – tendenziell sinken. Wie in Kapitel 3.1 gezeigt, müssen aufgrund der Erzeugungscharakteristika – im Besonderen der Windkraft mit $P_{\text{Min}}/P_{\text{Nenn}}$ im deutlich einstelligen Prozentbereich – auch zukünftig – wenn auch für vergleichsweise kurze Zeiten – sehr hohe Leistungsreserven („Entleerung“ aus Speichern, Gaskraftwerke) vorgehalten werden („Dunkelflaute“⁶²). Abbildung 3-10 stellt dies beispielhaft anhand der Einspeisung von Wind und Photovoltaik im Dezember 2017 in Deutschland dar [FR-ISE, 2018]. Allein der Erzeugungsausfall von Wind- und Photovoltaik in den Tagen vom 15.12.2017 bis 22.12.2017 gegenüber den Vor- und Folgetagen beläuft sich auf über



5 TWh.

Abbildung 3-10: Größenordnung einer verminderten Erneuerbaren-Stromerzeugung

Umgekehrt werden jedoch auch Zeiten negativer Residuallasten (= Überschuss an Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien) und damit Zeiten mit negativen Strompreisen in signifikant größerem Ausmaß auftreten. Abbildung 3-11 [Bauhofer, 2019] zeigt dies beispielhaft anhand der erwarteten Entwicklung der Residuallasten in Deutschland und in Österreich. Dabei ist als wesentlicher Faktor zu berücksichtigen, dass nicht erst

⁶² Es besteht keine einheitliche Definition des Begriffes „Dunkelflaute“. Im Fachgebrauch wird der Begriff „Dunkelflaute“ verwendet, wenn die verfügbare Leistung aus Windkraft und Photovoltaik im Betrachtungsraum weniger als 10% der installierten Leistung beträgt und dieser Zustand für mindestens drei Tage in Folge anhält.

negative Residuallasten einen Stromüberschuss bedeuten, sondern bereits das Durchbrechen des Inflexibilitäts-Sockels, der vornehmlich von Must-run-Kraftwerksanlagen gebildet wird. Entsprechend wichtig wird es sein, den Inflexibilitäts-Sockel sukzessive zu verkleinern. Bereits 2020 wird entsprechend dieser Betrachtung ein Stromüberschuss im zeitlichen Ausmaß von jährlich mehreren 100 Stunden prognostiziert. Als Folge des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus volatilen Energiequellen werden die Situationen mit Stromüberschuss noch deutlich zunehmen.

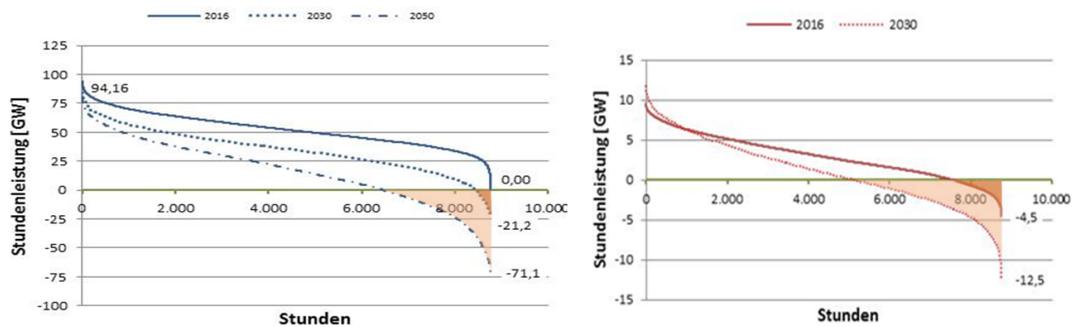


Abbildung 3-11: Dauerlinie der Residuallast in Deutschland (li) und Österreich (re)^{63,64,65}

Im Rahmen einer Vielzahl an Untersuchungen werden die Auswirkungen steigender Anteile an Wind- und Photovoltaikstrom auf die Residuallast prognostiziert, wobei durchwegs ein massiver Anstieg der Zeiten mit negativen Residuallasten erwartet wird. Bspw. würde gemäß den Untersuchungen der TU Dresden ein Anteil von rd. 60% erneuerbarer Stromerzeugung (davon rd. 50% Wind und Photovoltaik) in etwa 8% der Zeit bzw. ein Anteil von rd. 80% (davon rd. 70% Wind und Photovoltaik) sogar in annähernd einem Viertel der Zeit zu negativen Residuallasten führen. Entsprechend hoch stellt sich das Überangebot an Strom dar: 5,8 TWh/a bei 50% fluktuierender Stromerzeugung und 37,8 TWh/a bei rd. 70% fluktuierender Stromerzeugung [Müller, 2015]⁶⁶. Bereits für das Jahr 2014 kann gezeigt werden, dass die am Spot-Markt (Day-Ahead-Markt) gebildeten Preise mit den Residuallasten (bis hin zu negativen Preisen) korrelieren (Abbildung 3-12) [Buttler, 2015].

⁶³ Während Deutschland in 2016 noch keine negative Residuallast aufweist, sind dies in Österreich bereits über 1.000 Stunden. In 2030 (100% bilanzieller erneuerbarer Anteil) sind diese Zeiten mit etwa 3.600 Stunden zu veranschlagen (40% der Jahresstunden). 2050 werden in Deutschland, bei einem Erneuerbaren-Anteil von 80%, etwa 2.300 Stunden erwartet (26% der Jahresstunden) [Bauhofer, 2019].

⁶⁴ Stundenleistung

⁶⁵ Die färbig hinterlegten Flächen zeigen die Zeitbereiche in denen negative Residuallasten auftreten. Die Flächen sind äquivalent zu den überschüssigen Strommengen.

⁶⁶ Betrachtung für Deutschland

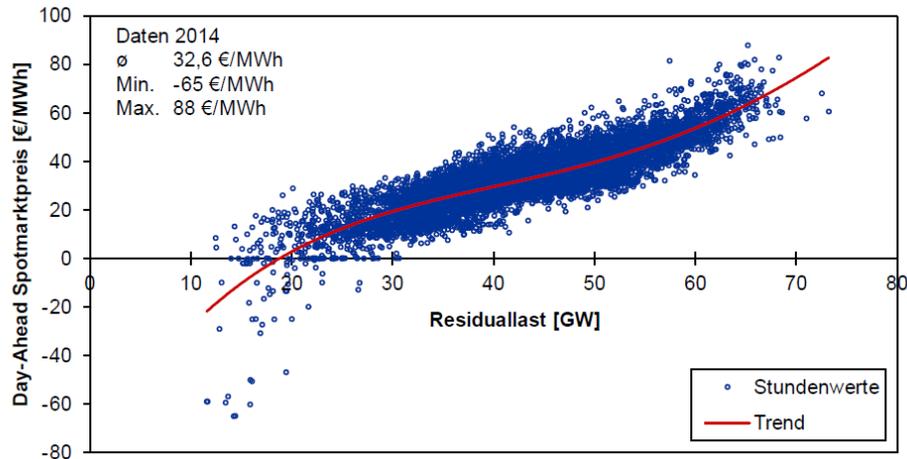
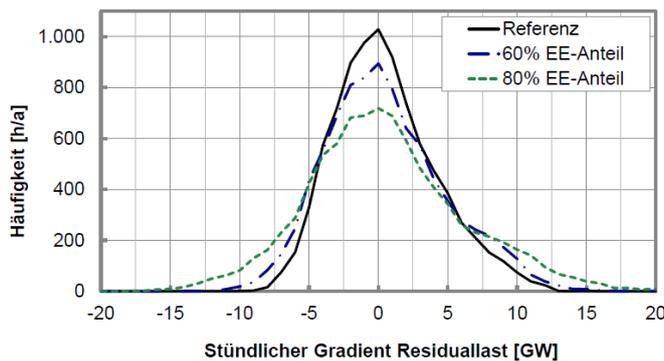


Abbildung 3-12: Zusammenhang zwischen Spotmarktpreisen und Residuallast

Neben der absoluten Höhe und der Häufigkeit des Auftretens positiver und negativer Residuallasten ist im Besonderen der Gradient (Rampen) der Residuallast zu beachten. Dieser wird im Wesentlichen durch Schwankungen in der Nachfrage sowie die Witterungsabhängigkeit der Stromerzeugung (Winddargebot, Sonneneinstrahlung) bestimmt. Entsprechend steigt bei höheren Anteilen an fluktuierender Stromerzeugung die zeitliche Häufigkeit extrem ausgeprägter negativer und positiver Lastgradienten (Abbildung 3-13, [Müller, 2015]). Dabei ist zu berücksichtigen, dass sehr hohe Gradienten bei der Photovoltaik gegenüber der Windkraft deutlich häufiger auftreten (im Besonderen bedingt durch den Tagesgang: Null-Einspeisung in den Nachtstunden vs. maximale Einspeisung zur Tagesmitte). Untersuchungen für Deutschland 2014 zeigen Gradienten der Residuallast von -2,6 bis +3,1 GW innerhalb von 15 Minuten bzw. von -9,8 bis +11,4 GW innerhalb einer Stunde. Eine Auswertung für den Zeitraum 2012 bis 2014 zeigt, dass innerhalb von 15 Minuten Änderungen der Residuallast von 10 bis 11%



auftreten können (bezogen auf eine Stunde maximal rd. 40%) [Buttler, 2015].

Abbildung 3-13: Residuallastgradient bei unterschiedlichen Erneuerbaren-Anteilen

Die Anteile negativer Residuallasten und die Leistungsgradienten (positiv und negativ) im mittleren Ausbaugrad (30 bis 60% erneuerbare Stromerzeugung) nehmen etwa linear und ab etwa 60% exponentiell zu. Entsprechend werden Stromsysteme mit hohen Ausbaugraden mit einer starken Dynamisierung konfrontiert sein. Während gemäß heutiger Planung 70 bis 80% Erneuerbaren Anteil an Deutschlands Strommix für die

Jahre 2030 bis 2050 angestrebt werden, ist für Österreich bereits ab 2030 ein Erneuerbaren Anteil von 100% bilanziell jährlich zu erreichen [BMNT und BMVIT, 2018]⁶⁷. Weil Österreichs Erneuerbaren Anteil bereits heute bei über 72% liegt, wird dies im Vergleich zu anderen Ländern bereits in den kommenden Jahren zu den oben erwähnten Effekten vor allem für die negative Residuallast in allen Zeitbereichen führen (Leistungsspitzen, Energieverlagerung, Gradienten/Rampen). Die Häufigkeiten der Leistungsspitzen und Gradienten im kleinen Bereich nimmt ab, während sie in höheren Bereichen – vor allem im Negativbereich – stark zunimmt (Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Kenngrößen der Residuallast [Bauhofer, 2019]^{68,69}

	Deutschland ⁷⁰			Österreich		
	2016	2030	2050	2016	2030	2050
Erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung [%]	30	53	80	73	100 ⁷¹	100
Max. Leistung volatiler erneuerbarer Stromerzeugung [GW]	42	82	133	10,5	20	30
Min. Leistung volatiler erneuerbarer Stromerzeugung [GW]	1,7	2,0	2,3	1,7	1,9	2,1
Maximal Last (öffentliches Netz) ⁷² [GW]	100	94	94	13	14	19
Minimale Last (öffentliches Netz) ⁷³ [GW]	36	34	34	4,5	5,0	6
Maximale positive Residuallast [GW]	94	84	82	10	11	15
Maximale negative Residuallast [GW]	0	-22	-71	-5	-10	-18
Standardabweichung der Residuallast [GW]	14	18	27	2,7	3,6	5,4
Gesamtstunden mit negativer Residuallast [Std.]	0	340 (14%)	2.300 (26%)	1.400 (47%)	4.200 (48%)	4.800 (55%)
Maximale Blockdauer positiver Residuallast [Std.]	8.760	1.058	238	960	310	300
Maximal Blockdauer negativer Residuallast [Std.]	0	15	100	65	160	160
Maximaler positiver Gradient ⁷⁴ der Residuallast [GW/Std.]	17	19	22	2	3	5
Maximaler negativer Gradient der Residuallast [GW/Std.]	-10	-14	-22	-2	-4	-7
Maximales Einspeise-Rampen-Verhältnis ⁷⁵ [%]	15	29	46	22	50	63
RES-Load-Penetration-Index, RLPI ⁷⁶ [%]	47 ⁷⁷	150	250	46	190	270

⁶⁷ Bilanziell, ohne Einberechnung von Ausgleichs- und Regelenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebes sowie ohne Einberechnung der Stromeigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion.

⁶⁸ Analyse mit zeitlicher Auflösung von 60 Minuten

⁶⁹ Datenbasis Deutschland 2030 [NEP_DE,2017], Szenario B / Datenbasis Österreich 2030 [OE, 2018], Schätzwerte auf Basis skaliertem Wetterjahr 2016

⁷⁰ Residuallastangaben für Deutschland ohne Berücksichtigung des thermischen Must-Run-Sockels

⁷¹ 100% bilanziell jährlich, ohne Einberechnung von Ausgleichs- und Regelenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebes sowie ohne Einberechnung der Stromeigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion.

⁷² Last des öffentlichen Netzes unter Berücksichtigung dezentraler Prosumer

⁷³ Last des öffentlichen Netzes unter Berücksichtigung dezentraler Prosumer

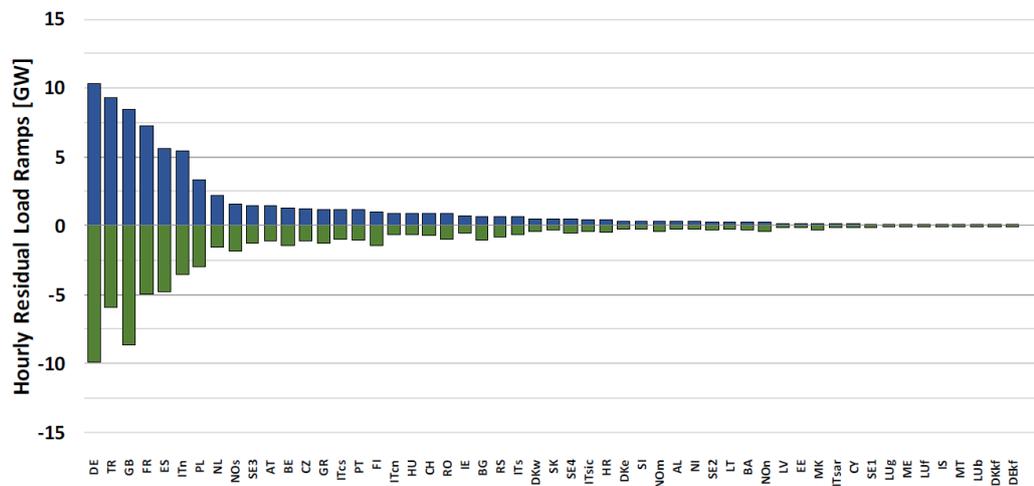
⁷⁴ Der Gradient der Residuallast ist ein Maß für die Änderung der Residuallast innerhalb einer Zeitperiode. Je größer der Absolutwert des Residuallastgradienten ist, umso höher sind die Anforderungen, die an die Dynamik und Flexibilisierung gestellt werden.

⁷⁵ Jahresmaximum des Verhältnisses des Einspeisegradienten von Windkraft und Photovoltaik zur zeitgleichen Last des öffentlichen Netzes. Prosumer sind berücksichtigt.

⁷⁶ RLPI = Jahresmaximum des Verhältnisses aus zeitgleicher Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung zur Last des öffentlichen Netzes

Abbildung 3-14 zeigt die auf eine nationale Sichtweise (d.h. bei unabhängiger Betrachtung und ohne Berücksichtigung von räumlichen Ausgleichen über die Staatsgrenzen hinweg) bezogenen stündlichen Residuallastrampen als 99,9%-Perzentil [ENTSO-E, 2017]. Obwohl Österreich einen wesentlich höheren Anteil an erneuerbaren Energien als beispielsweise Deutschland aufweist, fallen infolge des hohen Anteils an Laufwasserkraft die Rampen wesentlich geringer aus, als dies in Folge der hohen deutschen Windkraft- und Photovoltaikanteile der Fall ist.

Wenngleich ein räumlicher Ausgleich eine signifikante Verminderung der Rampen ermöglicht, wird dennoch der Bedarf an Flexibilität mit hohen Laständerungsgeschwindigkeiten



in beide Richtungen deutlich.

Abbildung 3-14: 99,9%-Perzentil der stündlichen Residuallastrampen⁷⁸

⁷⁷ Der RLPI lag in Deutschland 2018 bereits über 100%

⁷⁸ [ENTSO-E, 2017]

4. Systemanforderungen und Flexibilitätsoptionen

4.1. Überblick über Systemanforderungen

Die Marktteilnehmer wählen die geeigneten Flexibilisierungstechnologien bzw. ganz generell die Flexibilitätsoptionen jeweils nach ihren energiewirtschaftlichen und technischen Notwendigkeiten (Netzbetreiber aller Spannungsebenen, Stromlieferanten, Bilanzgruppenverantwortlichen und Endkunden (samt Prosumern)). Die Fluktuation der Residuallast führt auf verschiedenen Spannungsebenen gleichzeitig zur Aktivierung verschiedener Abhilfemaßnahmen, die nicht zeitgleich korrelieren. Sie ist bestimmt durch eine Reihe von Zufälligkeiten und bedeutet daher einen mehrdimensionalen Lösungsraum. Die Gesamtoptimierung sollte weiterhin im Wesentlichen über marktwirtschaftliche Mechanismen sichergestellt bleiben.

Der Systembegriff ist in der folgenden Listung auf alle Spannungsebenen samt Verbrauchern erweitert. Im Wesentlichen sind die in Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2 angeführten Systemanforderungen (System-Needs) zu erfüllen [Bauhofer, 2019].

Tabelle 4-1: Kurz- und Mittelzeitbereich (Operational Security)

Systemanforderungen (System Needs ⁷⁹)	Beschreibung	
Frequenzstabilität (kurzzeitiger Ausgleich von Leistungsungleichgewichten)	Bedarfsplanung und Einsatzhoheit	Regelzonenführer (Übertragungsnetzbetreiber) in Abstimmung mit den Erzeugern
	Lösungen	Momentanreserve ⁸⁰ (Inertia) physisch im Wesentlichen über Schwungmassen der Erzeugung (Turbine und Generator) und Lasten (Antriebe) sowie Synthetic Inertia ⁸¹ Leistungs-Frequenz-Regelung zum Ausgleich kurzfristiger Leistungsungleichgewichte mittels Ancillary Services (im Wesentlichen Arten der Regelreserve) mittels regelfähiger Großkraftwerke, Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, sonstiger Energiewandler sowie Lasten.
	Erbringung	Leistungs-Frequenz-Regelung marktorientiert im Wesentlichen über große Einheiten im Hochspannungsnetz, ergänzt um (gepoolte) dezentrale Einheiten im Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz
Spannungsstabilität	Bedarfsplanung und Einsatzhoheit	Netzbetreiber
	Lösungen	Generatoren, Leistungselektronik
	Erbringung	Mit Ausnahmen, dzt. unentgeltlich
Schwarzstartfähigkeit	Bedarfsplanung und Einsatzhoheit	Erzeuger unter Koordination der Netzbetreiber
	Lösung	Schwarzstartfähige Kraftwerke und Speichertechnologien (Speicher- und

⁷⁹ Der Begriff „Systemanforderungen“ wird hier synonym mit dem von ENTSO-E verwendeten Begriff „System Needs“ verwendet.

⁸⁰ Momentanreserve (Inertia) stammt aus der rotierenden Masse der Maschinensätze, die im Netz synchron (also ohne Leistungselektronik) gekoppelt ist.

⁸¹ Synthetic Inertia ist jene Momentanreserve, die mit Hilfe von Leistungselektronik aus Anlagen zur Erzeugung (im Wesentlichen Windkraft und Photovoltaik) oder Umwandlung (im Wesentlichen Batterien) elektrische Energie auch ohne Schwungmasse aktiviert werden kann. Infolge der Regelungsvorgänge in der Leistungselektronik ist die Synthetic Inertia gegenüber der sofort verfügbaren Momentanreserve aus Schwungmasse um ca. 50 bis 500 ms zeitverzögert [DENA, 2016/2]

Systemanforderungen (System Needs ⁷⁹)	Beschreibung	
		Pumpspeicherkraftwerke, etc.)
	Erbringung	Mit Ausnahmen, dzt. unentgeltlich
Netzwiederaufbau	Bedarfsplanung und Einsatzhoheit	Netzbetreiber
	Lösung	Kraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke an ausgewiesenen Punkten im Übertragungs- oder Verteilnetz
	Erbringung	Gegen Entgelt
Redispatch	Bedarfsplanung und Einsatzhoheit	Netzbetreiber
	Lösung	Kraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke an ausgewiesenen Punkten im Übertragungs- oder Verteilnetz
	Erbringung	Gegen Entgelt

Tabelle 4-2: Mittel- und Langzeitbereich (System Adequacy)

System-Needs	Beschreibung	
Balancing von Erzeugung und Last samt Spitzenausgleich (Generation Adequacy)	Bedarfsplanung und Einsatzhoheit	Übertragungsnetzbetreiber, Bilanzgruppen(-kreis)-verantwortlicher, Energielieferant, Endkunde (gegebenenfalls Prosumer)
	Lösung	Kraftwerke, im Wesentlichen Mittel- und Langzeitspeicher, steuerbare Lasten / Produktionsprozesse, Ausgleich über Nachbarnetze
	Erbringung	Marktlich, beim Endkunden gegebenenfalls „inhouse“
Netzkapazitäten	Bedarfsplanung und Einsatzhoheit	Netzbetreiber
	Lösung	Netzverstärkung bzw. Netzausbau

In Abhängigkeit von der Residuallast (positiv, negativ, fallend, steigend) kommen unterschiedliche Flexibilitätsoptionen zum Einsatz (Abbildung 4-1):

- Änderung der Fahrweise der Stromerzeugungsanlagen
- Zeitliche Verschiebung durch Ein- und Ausspeicherung von Energiemengen
- Anpassung des Endkundenverbrauchs samt zeitlicher Verschiebung von Lasten
- Räumliche Verschiebung durch großräumigen Lastausgleich über das Stromnetz (Import / Export, Cross-Border-Ausgleich)

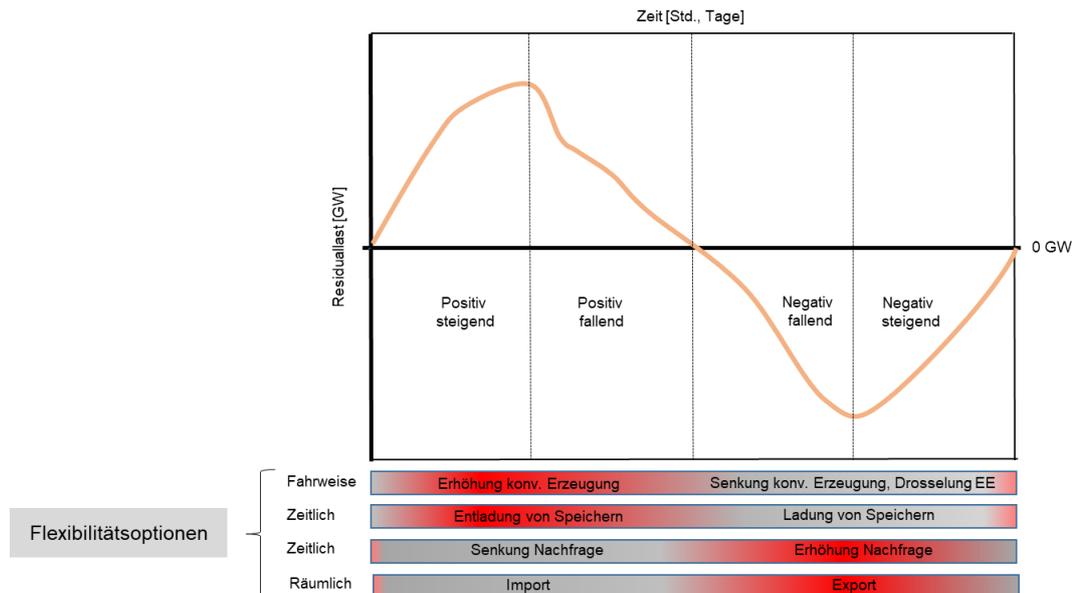


Abbildung 4-1: Flexibilitätsoptionen in unterschiedlichen Residuallastsituationen

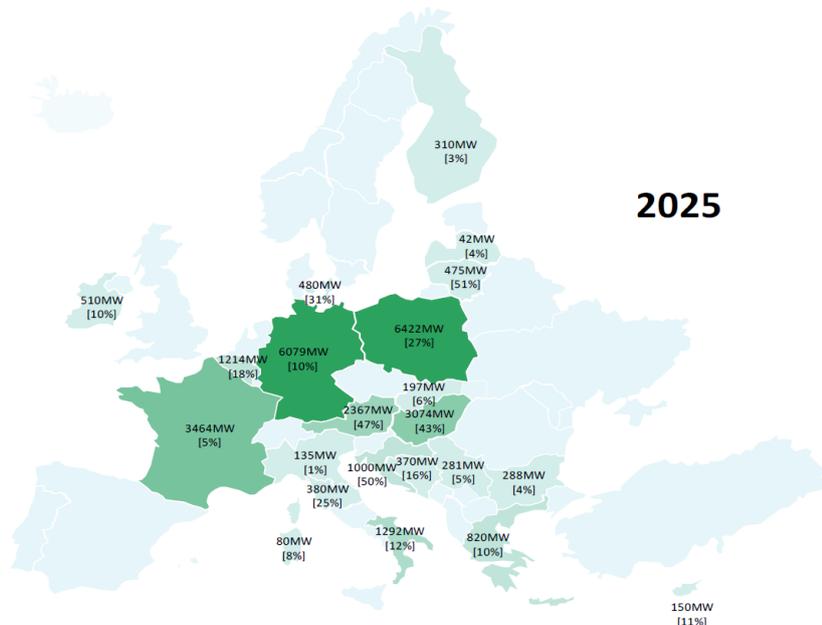
Wird die volatile erneuerbare Stromerzeugung ausgebaut, nimmt vor allem die negative Residuallast (Leistungsspitzen und Energieinhalt samt Ausdehnung der Zeitblöcke mit Leistungsüberdeckung) ebenso zu, wie die Gradienten ihrer Veränderung in beide Richtungen (Änderungsgeschwindigkeiten ihrer Zunahme oder Abnahme, Steilheit der Rampen). Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf alle Marktteilnehmer – vom Endkunden bis hin zur Regelzonenbewirtschaftung – die den Einsatz aller Flexibilitätsoptionen erfordern, insbesondere jedoch:

- Flexible Backup-Kraftwerke⁸² zur gesicherten Bedarfsdeckung in voller Höhe (vgl. die Ausführungen in Kapitel 5.2)
- Hochflexible, zuverlässige Kraftwerke zur Ausregelung (d.h. niedrige Mindestlasten, hohe Laständerungsgeschwindigkeiten, kurze An- und Abfahrzeiten)
- Kurzzeit-Stromspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad ($\geq 75\%$), aber geringem Speichervolumen (kleinere Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien) sowie Lastmanagement für den kurzfristigen zeitlichen Ausgleich
- Mittelfrist- und Langzeit-Stromspeicher mit hohem Wirkungsgrad (Wasserkraft) sowie Technologien mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad (Größenordnung von 30%), aber großem Speichervolumen (wie chemische Speicherung von Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas)) für den langfristigen zeitlichen Ausgleich
- Ausbau der Übertragungsnetze für den großräumigen Ausgleich

In der praktischen Konsequenz wird der Bedarf an gesicherten Erzeugungskapazitäten auch langfristig an die Systemnotwendigkeiten anzupassen sein und tendenziell zunehmen (Sektorkopplung geht mit einer Verbrauchszunahme einher).

⁸² Backup-Kraftwerke dienen der Deckung des Strombedarfes in Zeiten, in denen die Erzeugung aus volatiler erneuerbarer Energie dafür unzureichend ist. Diese Funktion können Wasserkraftwerke (Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke) sowie thermische Kraftwerke übernehmen.

Thermische Kraftwerke, die heute einen wesentlichen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern und deren Bedeutung auch zukünftig gegeben sein wird, stehen jedoch politisch (bspw. die Kohleverstromung in Deutschland, deren Auslaufen bis Ende 2035 (bzw. spätestens 2038) angestrebt wird) und/oder wirtschaftlich unter Druck. Dies gilt insbesondere für alte Anlagen, für die kein ausreichender Ersatz in Aussicht steht (siehe dazu Abbildung 2-9 für die Jahre 2016 bis 2018). [ENTSO-E, 2017] weist thermische Kraftwerkskapazitäten im Ausmaß von 25 GW aus, für die eine Außerbetriebnahme bis



2025 potenziell zu erwarten ist (Abbildung 4-2)⁸³.

Abbildung 4-2: Mögliche Außerbetriebnahmen von thermischen Kraftwerken bis 2025

4.2. Frequenzhaltung

Eine stabile Stromversorgung im europäischen Netzverbund bedingt ein jederzeitiges Leistungsgleichgewicht von Stromeinspeisung und -entnahme. Ungleichgewichte spiegeln sich in Schwankungen der Netzfrequenz (50 Hz) wider, die lediglich in einem sehr engen Band toleriert werden können. Sehr schnell auftretende Frequenzänderungen werden im ersten Moment über die Trägheit der rotierenden Massen der direkt mit dem Netz gekoppelten Generatoren und Antriebe gedämpft (Momentanreserve aus Natural Inertia). Die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen über Umrichter führt zu einem Rückgang der physischen Momentanreserve aus rotierenden Massen, weil diese Anlagen über Umrichter an das Netz gekoppelt sind. Durch Umrüstung der Leistungselektronik können jedoch auch Windkraft, Photovoltaik und Umwandlungstechnologien, wie Batterien und Elektrolyseure, Beiträge zur Momentanreserve leisten (Synthetic Inertia) [siehe dazu auch Buttler, 2015]. Regeltechnisch bedingte Verzögerungen im Ausmaß von 50 bis 500 ms sind jedoch

⁸³ In Klammer angeführt ist der Anteil an der thermischen Gesamtkapazität.

gegenüber der physischen Momentanreserve einzuplanen [DENA, 2016/2]. Mit zunehmendem Entfall thermischer Kraftwerkskapazitäten (wie in Abbildung 4-2 bis 2025 gezeigt), werden Wasserkraftanlagen langfristig als einzige Stromerzeugungstechniken im Stromsystem verbleiben, die flächig verteilt über große rotierende Massen verfügen werden.

Um kurzzeitige Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch und damit der Netzfrequenz ausgleichen zu können, wird positive und negative Regelreserve vorgehalten und bei Bedarf aktiviert (Regelenergie). Die Aufbringung erfolgt im Alpenraum über den Regelreservemarkt. Der Abruf von Regelreserve setzt Regelenergie frei:

- Positive Regelenergie: Einsatz bei Verbrauch > Erzeugung
- Negative Regelenergie: Einsatz bei Verbrauch < Erzeugung

Entsprechend ihrer zeitlichen Einsatzfolge wird gemäß den Konventionen von ENTSO-E die Regelreserve in Form von Primär-, Sekundär- und Tertiärregel-(Minuten-)reserve organisiert (Abbildung 4-3, [Blank, 2017]).

Die Regelreserve ist in der Hierarchie der Systemstabilisierung die letzte Option. Für deren Erfüllung sind höchste Qualitätsansprüche an die Erbringer dieser Art von Flexibilität zu stellen. Für die Teilnahme am Markt ist daher die Erfüllung eines aufwändigen Präqualifikationsverfahrens notwendige Voraussetzung. Wird künftig die Regelreserve anteilig durch eine Vielzahl (gepoolter) dezentraler Kleinanlagen (Elektrolyseure, Lastmanagement, stationäre Batteriespeicher, Elektromobilität-Speicher, Photovoltaik- und Windkraftanlagen) bereitgestellt, ist die Beurteilung ihrer volatilen physischen Verfügbarkeit über stochastische Verfahren vorgesehen. Für den Betrieb eines derart kleinteiligen Systems im großen Stil gibt es derzeit jedoch kaum Erfahrung. Die Herausforderungen der Zukunft bestehen nun darin nach dem schrittweisen Entfall thermischer Einheiten die Flexibilität der Zukunft über ein wohldimensioniertes Hybrid-system großer und kleiner, dezentraler Einheiten sicherzustellen. Stabilisierende, hochverfügbare Großeinheiten, wie hydraulische Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke werden für kalkulierbare Größenordnungen daher umso wichtiger.

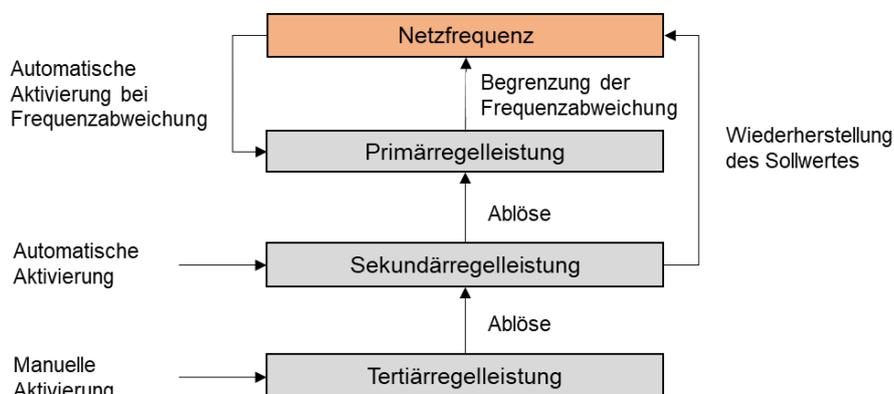
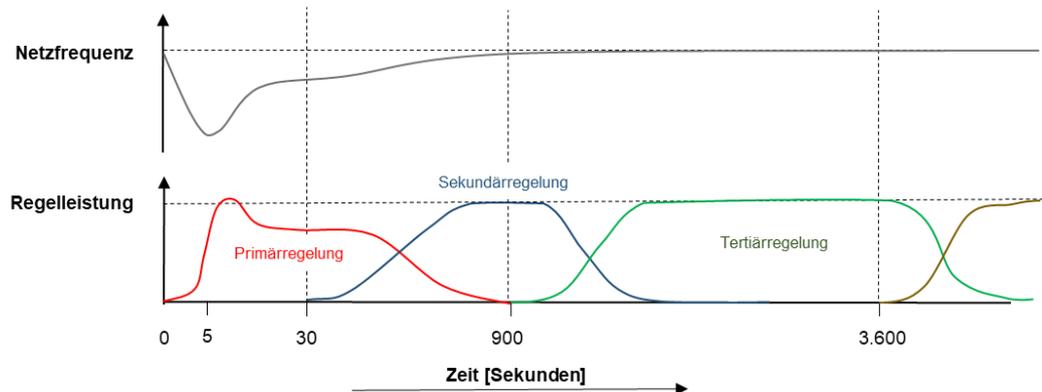


Abbildung 4-3: Arten der Regelleistung

Durch die Primärregelung werden Abweichungen der Netzfrequenz durch eine automatische, proportional der Frequenzabweichung erfolgende Anpassung der Leistung

aufgefangen. Die Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden verfügbar sein. Die Steuerung der Primärregelung erfolgt dezentral. Die Primärregelung wird automatisiert durch die Sekundärregelung abgelöst, welche die Rückführung in den Frequenz-Sollbereich sicherstellt. Die Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 Minuten vollständig aktiviert sein. Im Bedarfsfall aktiviert der Übertragungsnetzbetreiber manuell die Tertiärregelung, durch welche die Sekundärregelung nach 15 Minuten abgelöst wird. Abbildung 4-4 zeigt die zeitliche Abfolge des Regelenergieeinsatzes bei kurzzeitigem Abfall der Netzfrequenz (Erzeugerleistung < Verbraucherleistung) [EFZN, 2013].

Die Bereitstellung von Primärregelleistung wird mit einem Leistungspreis vergütet und muss sowohl positiv als auch negativ bereitgestellt werden können. Sekundär- und Tertiärregelleistung (die sowohl positiv oder negativ angeboten werden können) werden



mit Leistungs- und einem Arbeitspreis vergütet.

Abbildung 4-4: Zeitliche Abfolge des Einsatzes von Regelenergie

Der Bedarf an Regelleistung und -energie wird von einer Reihe an Größen beeinflusst:

- Prognosefehler Last
- Prognosefehler Einspeisung von Wind- und Solarenergie
- Kraftwerksausfälle
- Nicht geplanter Stromaustausch mit Nachbarnetzen
- Intraday-Markt

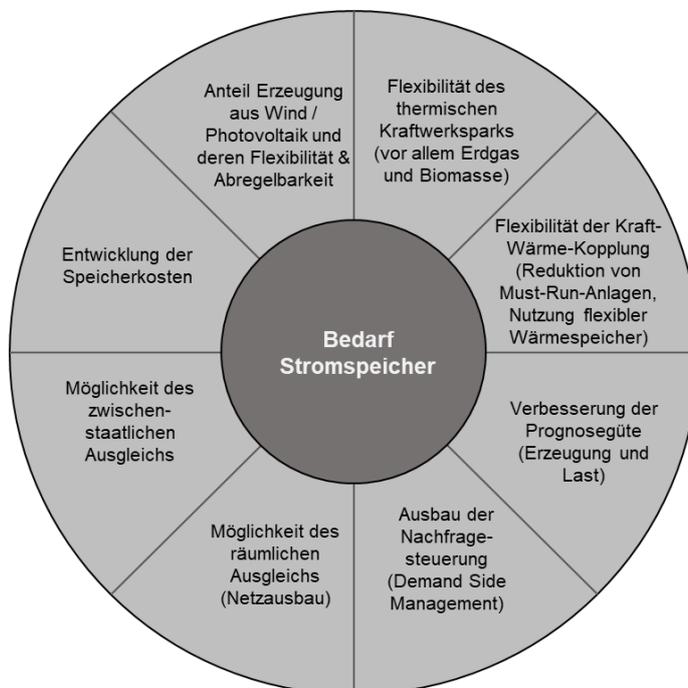
Ein hoher Anteil an Stromeinspeisung aus volatilen Energiequellen erfordert aufgrund einer erschwerten Prognostizierbarkeit der Einspeisung grundsätzlich höhere Flexibilität. 2015 belief sich die positive und negative Nachfrage an Primärregelung im gesamten ENTSO-E Netzbetrieb in Summe auf 3.000 MW. Bis 2050 könnte der Bedarf an Primärregelung auf 15.000 MW ansteigen [Brauner, 2016].

Wie genau sich der Regelenergiemarkt entwickeln wird, ist offen. In Deutschland hat sich der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in den letzten 10 Jahren von 15% auf über 36% erhöht. Die Menge an Regelenergie, die von den Netzbetreibern ausgeschrieben wurde, ist aber nicht – wie zu erwarten – gestiegen, sondern leicht zurückgegangen. Mehr Strom aus volatiler Energie muss daher nicht zwingend eine höhere

Nachfrage an Regelenergie bedeuten. Verbesserte Prognosen, ein flexibler Intraday-Markt und organisatorische Maßnahmen auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber können den erhöhten Bedarf an Regelenergie zum Teil ausgleichen [Lun, 2017]. Untersuchungen gehen jedoch davon aus, dass der Bedarf an positiver und negativer Regelleistung weiter steigen wird (+30% bis 2030 für Deutschland gemäß [R2B, 2014]). [DENA, 2014] geht in ihren Berechnungen bspw. von einem steigenden Bedarf an Tertiärregelleistung von +70% (negativ) und +90% (positiv) gegenüber dem Referenzjahr 2011 aus. Geringer stellt sich die abgeschätzte Bedarfssteigerung an Sekundärregelleistung dar: +10% (negativ) und +40% (positiv), wobei darauf hingewiesen wird, dass als Folge vermehrten Auftretens steiler Windflanken von einer vermehrten Aktivierung der Sekundärregelleistung auszugehen ist.

4.3. Flexibilisierung durch Stromspeicherung

Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, erfordert ein zukünftig weitgehend erneuerbares Energiesystem Flexibilitätsoptionen, wie die Flexibilisierung des Kraftwerksparks, die Nutzung von Stromspeichern, den Ausbau von Netzen für den regionalen und überregionalen Ausgleich und die Steuerung der Nachfrage. Diese Optionen stehen in enger Wechselwirkung zueinander und unterliegen einer dynamischen technischen, ökonomischen und regulatorischen Weiterentwicklung. Gerade der zukünftige Bedarf an Kapazitäten zur Stromspeicherung ist Gegenstand einer Vielzahl von Untersuchungen, deren Ergebnisse in weiten Bereichen streuen. Dies ist eine logische Folge der Vielzahl an Einflussgrößen und Unwägbarkeiten, die den Bedarf an Stromspeichern maßgeblich



bestimmen (Abbildung 4-5).

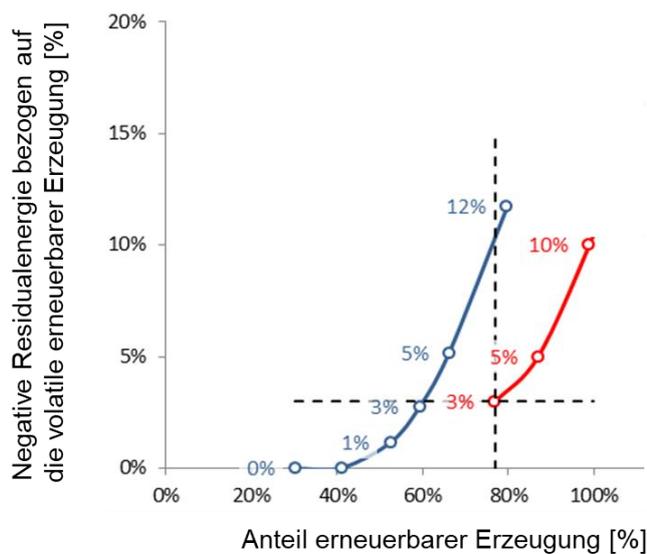
Abbildung 4-5: Wesentliche Einflussgrößen auf den zukünftigen Stromspeicherbedarf

Stromspeicher nehmen im erneuerbaren Stromsystem mehrere wesentliche und zeitlich eingrenzbare Aufgaben wahr:

- Frequenzhaltung (Millisekunden⁸⁴ bis Minuten)
- Glättung der Residuallastkurve in kurzen Zyklen (Stunden bis Tage)
- Verschiebung großer Energiemengen in langen Zyklen (Wochen bis Monate/Saisonen)

Während bei der Frequenzhaltung und kurzfristigen Reaktion auf Laständerungen die schnelle Entnahme bzw. Einspeisung von teilweise großen Leistungen im Vordergrund steht, liegt der Fokus bei der langzyklischen Stromspeicherung auf möglichst großen Energieinhalten. In Abhängigkeit des Einsatzzwecks kommen daher unterschiedlichste Möglichkeiten der Stromspeicherung in Betracht.

Der Anteil der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Quellen (Windkraft, Photovoltaik), der als temporärer Stromüberschuss anfällt (negative Residuallast) hängt wesentlich von der Erzeugungscharakteristik dieser Quellen in Relation zur Last ab (siehe dazu auch Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4). Bemerkenswert ist der starke Anstieg der negativen Residuallast ab einem Erneuerbaren Anteil in Höhe von 50 bis



60% (Abbildung 4-6, [Bauhofer, 2019]).

Abbildung 4-6: Anteil des temporären Überschusses aus Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik als negative Residuallast am Beispiel Deutschland (li) und Österreich (re) [Bauhofer, 2019]⁸⁵

Bis zu einem Erneuerbaren Anteil in Höhe von 80% bewegt sich der Flexibilisierungsbedarf im Wesentlichen im kurzfristigen- bis mittelfristigen Zeitbereich

⁸⁴ Momentanreserve (siehe Kapitel 4.2)

⁸⁵ Im Sinne der Vergleichbarkeit wurde für beide Staaten der thermische Must-Run-Sockel nicht berücksichtigt.

und kann danach abhängig von der Zusammensetzung der volatilen Quellen um einen saisonalen Verlagerungsbedarf ergänzt werden. Wie stark der Mix und die Eigenschaften volatiler Stromerzeugungsquellen auf die Residuallast wirken, zeigt stellvertretend für die Situation in den Alpenstaaten der Vergleich Deutschland – Österreich.⁸⁶

2016 hatte Deutschland einen Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch von ca. 34%. Bis 2050 soll – vorwiegend auf Basis von Windkraft und Photovoltaik – ein Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch von 80% erreicht werden ([NEP_DE, 2017] Szenario B). Während 2016 auch im Kurzzeitbereich keine negative Residuallast auftrat⁸⁷, wird infolge der hohen Volatilität der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik bis 2050 etwa 12% der volatilen Jahresstromerzeugung als negative Residuallast im Kurz- und Mittelzeitbereich anfallen. Solange der Stromerzeugungsanteil der Photovoltaik in Relation zu jener aus Windkraft in annähernd gleichem Verhältnis weiterwächst, ist für Deutschland auch für einen Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch von 80% allenfalls ein nur verschwindend geringer saisonaler Verlagerungsbedarf zu erwarten.

Der Vergleichswert für den Anteil der volatilen Jahresstromerzeugung, der als negative Residuallast anfällt, liegt für Österreich – aufgrund des hohen Laufwasserkraftanteils – bei einem Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch von ca. 73% – nicht höher als 3%. Wenngleich infolge der sehr geringen Kurzzeit-Volatilität der Stromerzeugung aus Laufwasserkraft dieser Wert im Vergleich zu Deutschland sehr niedrig liegt, ist auch hier infolge des hohen Photovoltaik- und Windkraftausbaus in den kommenden 10 bis 12 Jahren ein Anstieg auf 10 bis 15% zu erwarten. Das Phänomen des saisonalen Verlagerungsbedarfs wird hier bereits in naher Zukunft auftreten. Für die gewählten Planungsannahmen ist bis 2030 ein saisonaler Verlagerungsbedarf von bis zu 20% des in den Sommermonaten erzeugten Stroms aus volatilen Quellen zu rechnen. Der Handlungsbedarf bzgl. des Ausbaus dynamischer, hocheffizienter Speichersysteme mit hoher Leistung bei gleichzeitig großem Speichervermögen ist somit für Österreich unmittelbar gegeben und wesentlich höher, als dies in Relation zu Deutschland der Fall ist [Bauhofer, 2019].

Dieser beispielhafte Vergleich zwischen Deutschland und Österreich macht deutlich, dass national angestellte Strategieüberlegungen, aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen, nicht zwingend zielführend dafür sind, den spezifischen Herausforderungen der Energiewende in einem anderen Staat zu begegnen, sondern eine spezifische Betrachtung und Schwerpunktsetzung vonnöten sind.

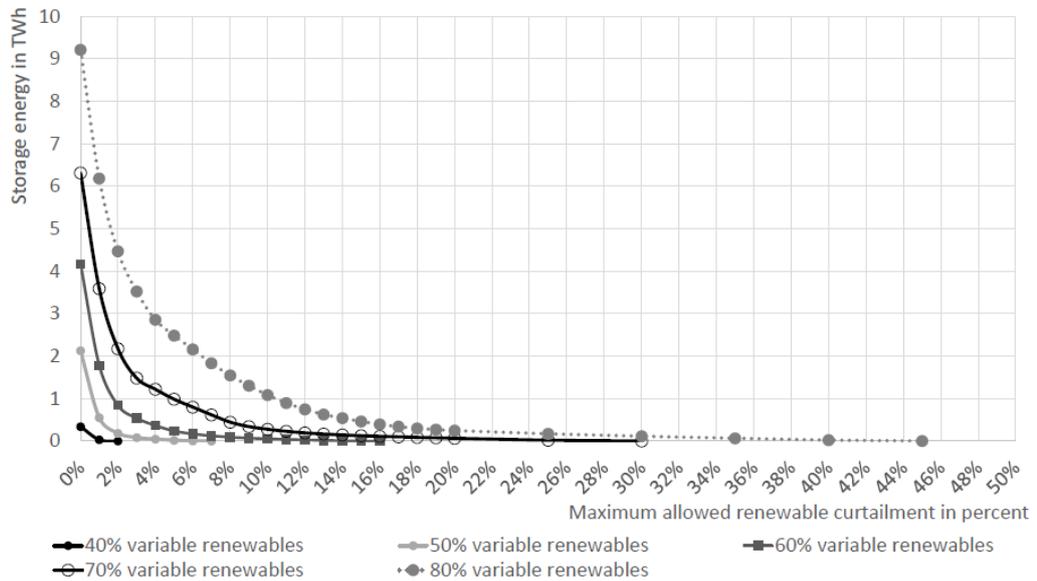
[Zerrahn, 2018] weist darauf hin, dass vor allem auch der Grad, in dem die Abregelung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zukünftig zugelassen wird, deutlichen Einfluss auf den Bedarf an Kurzfriststromspeichern hat (siehe Abbildung 4-7 für Deutschland). Weil die Abregelung volatiler erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in der Regel sowohl volkswirtschaftlich (Fördergelder, Einsparzahlungen⁸⁸ etc.) als auch

⁸⁶ Die gewählten Beispiele decken die typischen Anteile der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, wie sie in den Alpenstaaten gegeben sind, gut ab.

⁸⁷ Ohne Berücksichtigung des Must-Run-Sockels

⁸⁸ Einspar-Zahlungen (Abkürzung für Einspeisemanagement-Zahlungen) sind in Deutschland festgelegte Entschädigungszahlungen an Betreiber von Erneuerbaren Energie-Anlagen für erzwungene Abregelungen.

betriebswirtschaftlich nachteilig ist und gleichzeitig mit den Erneuerbaren-Zielen kollidieren, ist der Einsatz dieser Maßnahme auf das Kappen von Einspeisespitzen



(Leistungsorientierung), bei geringem Energieverlust, zu beschränken.

Abbildung 4-7: Einfluss der Erneuerbaren-Abregelung auf den Stromspeicherbedarf⁸⁹

4.4. Flexibilisierung durch Lastmanagement (Demand Side Management)

Unter Lastmanagement bzw. Demand Side Management wird die Möglichkeit verstanden, die Last von Verbrauchern der Erzeugung anzupassen. Dies geschieht einerseits durch temporäre Lastreduktionen oder -steigerungen bzw. durch eine zeitliche Verlagerung von Lasten. Für das Lastmanagement kommt grundsätzlich eine Vielzahl an Optionen in Frage, die beispielhaft in Tabelle 4-3 sowie Tabelle 4-4 angeführt sind [Ökoinstitut, 2016].

Tabelle 4-3: Lastmanagementoptionen unterschiedlicher Sektoren (beispielhaft)

Sektor	Geräte-/Anlagentyp	Funktionsprinzip bzw. Relevanz
Haushalt	Manuell gesteuerte Haushaltsgeräte	Theoretisch großes Potenzial, jedoch sehr große Akzeptanzprobleme aufgrund des direkten und spürbaren Eingriffs in den Alltag
	Wärmepumpen	Pufferwärmespeicher ermöglichen Flexibilität im Pumpeneinsatz
	Elektroboiler	Speichermöglichkeit für Warmwasser ermöglicht Lastverlagerung

⁸⁹ Die Angaben basieren auf Modellrechnungen für Deutschland und beziehen sich auf die Jahreserzeugung

Sektor	Geräte-/Anlagentyp	Funktionsprinzip bzw. Relevanz
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Gewächshausbeleuchtung	Zeitliche Verschiebung von wachstumsbeschleunigender Pflanzenbeleuchtung
	Kläranlagen	Verschiebung von betrieblichen Intervallen (Umwälzungen, Lufteinblasung)
	Wasserwerke	Zeitliche Verschiebung von Pumpbetrieben (Einspeicherung von Wasser)
	Klimatisierung	Zeitliche Verlagerungen
	Kühlhäuser	Nutzung der thermischen Speicherkapazität
Industrie	Lastabwurf	Kurzfristig veranlasste Produktionsausfälle (bspw. Holzstoffherstellung, Aluminiumelektrolyse, Chlorelektrolyse, Elektrolichtbogenofen)
	Zeitvariable Produktion	Zeitliche Verschiebung von Prozessen bzw. Tätigkeiten (bspw. Zementmühle)

Tabelle 4-4: Lastmanagementoption Elektromobilität

Sektor	Geräte-/Anlagentyp	Funktionsprinzip bzw. Relevanz
Elektromobilität	Gesteuertes Laden	Zeitliches Verschieben des Ladevorganges (Smart Charging)
	Rückspeisung	Batterie wird (teil-)entladen (Vehicle to Grid)

Grundsätzlich bestehen in allen Sektoren zum Teil sehr große technische Potenziale, jedoch stehen vor allem größere Einzellasten mit bereits vorhandener Mess- und Steuerungstechnik in Industrie und Gewerbe im Fokus. Diverse Studien verorten allein für Deutschland im Bereich der energieintensiven Industrie ein Lastmanagement-Potenzial von 5 bis 15 GW, welches bislang jedoch kaum genutzt wird. Wesentliche Herausforderungen für eine breitere Nutzung sind unter anderem:⁹⁰

- Zielkonflikt: Erlös aus Flexibilitätsdienstleistungen versus Beeinflussung des Produktionsprozesses inkl. Produktionsausfallrisiko
- Fehlende Sach- und Marktkenntnis und unternehmensinterne Bedenken
- Geringe Marktpreise und mangelnde Anreize
- Zielkonflikte mit bestehenden Regelungen
- Niedrige Datenqualität zu Prozessen bzw. begrenzte technische Flexibilität

Als wichtigste technische Restriktionen für das Lastmanagement sind die zeitliche Verfügbarkeit der Anlagen bzw. Prozesse, die Zugriffsdauer (maximaler Zeitraum, in dem die Last reduziert, unterbrochen oder erhöht werden kann) und die Verschiebedauer (maximaler Zeitraum, in dem die erhöhte bzw. reduzierte Last ausgeglichen werden muss) zu nennen.

Lastabwürfe industrieller Prozesse weisen in der Regel zeitlich große Limitierungen (d.h. begrenzt auf wenige Stunden) auf und gehen typischerweise mit sehr hohen variablen Kosten (Produktionsausfall) einher. Lastabwürfe sind in ihrer Wirkung mit schnell abrufbarer Mehrerzeugung von Strom (bspw. Speicherkraftwerke, Gasturbinen) vergleichbar. Hier bestehen, abgesehen von Begrenzungen der Speichergrößen, keine vergleichbaren

⁹⁰ In Anlehnung an [DENA, 2016]

zeitlichen Einschränkungen. Die hohen variablen Kosten, die ein Produktionsausfall mit sich bringt (typische Größenordnung von 500 bis 1.000 €/MWh gemäß [Müller, 2014]), übersteigen die variablen Einsatzkosten von Speicherkraftwerken bzw. von Gasturbinen jedoch bei weitem, weshalb sich deren bevorzugte Aktivierung (sofern die Anlagen verfügbar sind) jedenfalls als vorteilhaft darstellt. Anders geartet stellen sich die Investitionen dar, die bei Speicherkraftwerken und Gasturbinen typischerweise deutlich über denen von Lastabwurflösungen liegen. Letztendlich ist es eine Frage der Vergütung, in welchem Ausmaß die Industrie Lastabwürfe und damit kurzfristig veranlasste und nicht planbare Produktionsausfälle in Kauf zu nehmen bereit ist.

Lastverschiebungen sind in Bezug auf Zugriffs- und Verschiebedauern ebenfalls zeitlich eng limitiert (d.h. begrenzt auf wenige Stunden). Diese Restriktionen bestehen bei der alternativen Pumpspeicherkraft in deutlich geringerem Ausmaß (vgl. dazu die Dauerlinien der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke gemäß Abbildung 5-17). Gemäß [Müller, 2016] sind variable und fixe Kosten von Lastverschiebung und Pumpspeicherung vergleichbar, weshalb eher das zeitlich verfügbare Potenzial und weniger die Kosten den Vorteil einer Variante beeinflussen.

In Abbildung 4-8 sind typische Zugriffs- und Verschiebedauern von Lastabwurfs- und Lastverschiebeoptionen in Anlehnung an [Müller, 2014] und ergänzt um den alternativen Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bzw. von Gasturbinen dargestellt. Klar wird, dass Lastmanagement als eine Lösung für den kurzfristigen Lastausgleich (Stundenbereich) anzusehen ist, keinesfalls jedoch eine längerfristig einsetzbare Flexibilitätsoption darstellt.

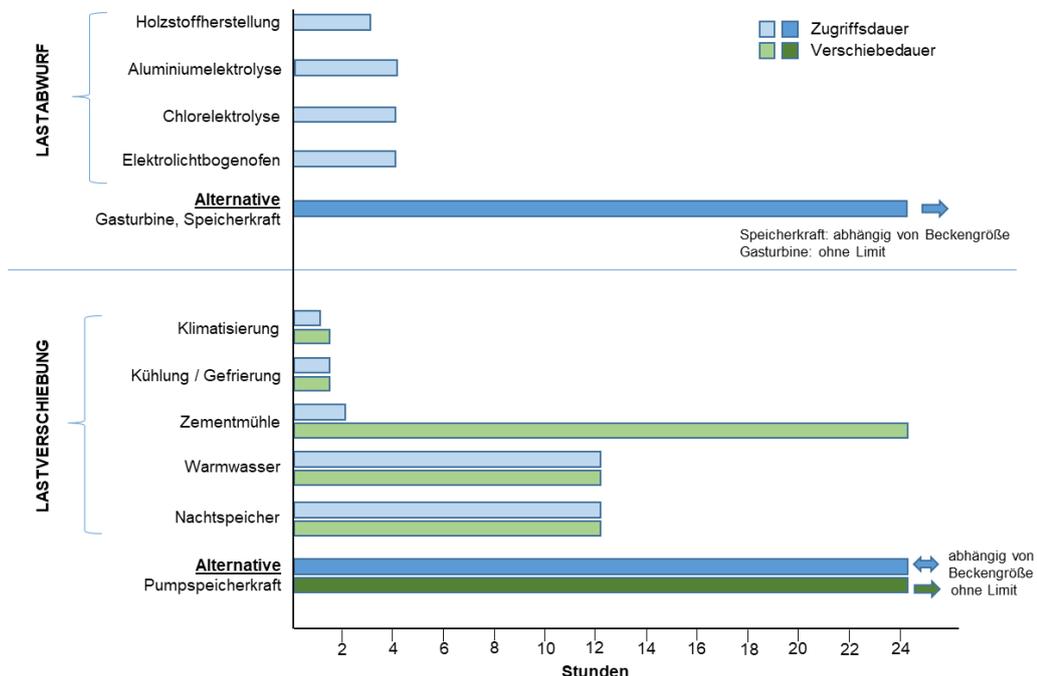


Abbildung 4-8: Zugriffs- und Verschiebedauern unterschiedlicher Lösungen

Diverse Untersuchungen weisen sehr hohe technische Potenziale für das Lastmanagement aus. So werden in [BMWl, 2014] allein in der deutschen Industrie mittel- bis langfristig verfügbare Potenziale zwischen 5 und 15 GW angegeben. Diese werden von

[WEC, 2015] jedoch als nicht realistisch angesehen und auf rd. 3 GW reduziert. Als Gründe dafür werden insbesondere genannt, dass Kosten und Aufwand für die Industrie zumeist deutlich unterschätzt werden und die Effizienz industrieller Prozesse verloren gehen kann.

[Ausfelder, 2018] zeigt auf Basis einer intensiven Untersuchung von Flexibilitätsoptionen in der deutschen Grundstoffindustrie die gegebenen technischen Potenziale ausgewählter Prozesse (gekürzte Darstellung in Tabelle 4-5). Deutlich wird, dass sich das positive und negative Laständerungspotenzial auf eine Vielzahl an Werken / Anlagen verteilt und eine Reihe von Restriktionen zu berücksichtigen sind (Verfügbarkeit, Abrufdauern etc.), die eine tatsächliche Realisierung einschränken. Vor allem für die kurzfristige Anpassung von Lasten werden industrielle Prozesse – als ein Baustein im Gesamtsystem – jedoch an Bedeutung gewinnen.

Tabelle 4-5: Technische Flexibilitätspotenziale ausgewählter Prozesse

	Elektrolichtbogenofen	Glasschmelzwanne mit el. Zusatzheizung	Roh- und Zementmahlung	Chlor-Alkali-Elektrolyse	Rohstoffschmelzanlage
Anzahl Werke / Anlagen	26	rd. 60	55	21	13
Zeitliche Verfügbarkeit	52%	≤ 75%	saisonabhängig	95%	45%
Teillastfähigkeit	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja
Potenzial für Deutschland⁹¹	Pos.: 766 MW Neg.: --	Pos.: 25 MW Neg.: 25 MW	Pos.: 172 MW Neg.: 172 MW⁹²	Pos.: 421 MW Neg.: 15 MW	Pos.: 23 MW Neg.: 3 MW
Abrufdauer	Wenige Minuten	Minuten	12 Stunden (ggf. auch länger)	15 Minuten bzw. mehrere Tage ⁹³	Pos.: bis 60 Min. Neg.: 15 Min.
Kurzfristige Anpassung der Last ⁹⁴	Bedingt	Bedingt	Bedingt	Ja	Bedingt
Verschiebung der Last über mehrere Stunden ⁹⁵	Nein	Nein	Bedingt	Bedingt (im Fall eines Ethylendichloridspeichers)	Nein
Reduktion der Last über mehrere Tage ⁹⁶	Nein	Nein	Bedingt (Rohmehlmühle: Nein)	Bedingt (im Fall eines Ethylendichloridspeichers)	Nein

Die Nutzung von Lastmanagement außerhalb industrieller und gewerblicher Prozesse (d.h. vor allem im Haushalts- und Mobilitätsbereich) bietet große technische Potenziale, die jedoch aufgrund fehlender Marktdurchdringung (bspw. E-Mobilität), fehlender Marktmechanismen und fehlender „smarter“ Infrastruktur gegenwärtig noch nicht gehoben werden können. Generell, und vor allem im Falle quantitativ bedeutsamer dezentraler technischer Lösungen, wird die Frage der Motivation für die Teilnahme am Lastmanagement (bspw. zeitlich gestaffelte Strompreisgestaltung, Vergütung für das Vorhalten von Leistung etc.) sowie die Schaffung von Regelungen bzgl. des Abrufes von

⁹¹ Positiv: Lastreduktion; Negativ: Lasterhöhung.

⁹² Ansatz: Je Werk wird eine Mühle flexibel betrieben.

⁹³ Mit Ethylendichloridspeicher bis zu mehreren Tagen.

⁹⁴ Abrufdauer 15 Minuten, Vorankündigungszeit wenige Minuten.

⁹⁵ Abrufdauer 3 bis 12 Stunden, Vorankündigungszeit 1 Tag.

⁹⁶ Abrufdauer 1 bis 5 Tage, Vorankündigungszeit 2 bis 5 Tage.

Lastmanagement-Leistungen zunehmend relevant werden (bspw. Abruf durch den Verteilnetzbetreiber vs. strompreisabhängige individuelle Optimierung). Dies kann insofern bedeutend sein, als bei großer Zahl an Systemteilnehmern, falsch gesetzte Signale (bspw. reine Preisanreize) auch unerwünschte Systemauswirkungen (bspw. Überlastungen im Verteilnetz) hervorrufen können.

4.5. Flexibilisierung durch Netzausbau

Folgen des fortschreitenden Ausbaus geförderter, volatiler erneuerbarer Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in Europa sind einerseits die zunehmende Konzentration hoher Einspeiseleistungen an Standorten mit günstigem Wind- bzw. Strahlungsdargebot – ohne Berücksichtigung der räumlichen Nähe zu den Verbrauchern – und andererseits das zeitliche Auseinanderfallen von Stromerzeugung und -verbrauch [Popelka, 2016]. Neben den last- und erzeugungsseitigen Maßnahmen (Flexibilisierung der Stromerzeugung, Speicherausbau, Lastmanagement) ist daher die Schaffung zusätzlicher Möglichkeiten des regionalen Ausgleichs durch den Ausbau der Netze eine wesentliche Voraussetzung für zusätzliche volatile Stromerzeugung durch Wind und Photovoltaik. Entsprechend sieht der „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“ der Europäischen Kommission [EC, 2011] umfangreiche Investitionen in Stromnetze als erforderlich an, um die Kontinuität der Stromversorgung jederzeit sicherzustellen. Die Verordnung zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur (TEN-E VO) [EU, 2013] soll sicherstellen, dass staatenübergreifend ein effektiver und beschleunigter Netzausbau stattfindet. Ein zentrales Element ist die Festlegung von Vorhaben, die im gemeinsamen Interesse stehen (PCI, Projects of Common Interest), und welchen in den Mitgliedstaaten bei Planung, Genehmigung und Umsetzung dementsprechend höchste Priorität zukommt.

Die Wichtigkeit des Netzausbaus kann unter anderem an der Entwicklung der Kosten für Redispatch-Maßnahmen abgelesen werden. Darunter werden Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers in den marktbasierter Fahrplan von Kraftwerkseinheiten verstanden (d.h. Anweisungen zur Verringerung bzw. Erhöhung der Einspeiseleistung), wodurch es zu einer örtlichen Veränderung der Einspeiseleistung kommt und Netzüberlastungen entgegengewirkt wird. Die Kosten für diese Maßnahmen werden dem Kraftwerksbetreiber erstattet. Abbildung 4-9 stellt am Beispiel Deutschland die Entwicklung der jährlichen Redispatch-Mengen und -Kosten dar⁹⁷, die nach [Gersdorf, 2018] deutlich mit der Windeinspeisung korrelieren. Diese Mengen (und damit die Kosten) werden bei anhaltendem Ausbau der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen ohne entscheidende Fortschritte im Netzausbau weiter ansteigen, weshalb dieser, neben allen anderen Flexibilisierungsmaßnahmen, als unabdingbare Voraussetzung für die Transformation der Strommärkte anzusehen ist.

⁹⁷ Die Anzahl der Redispatch-Maßnahmen, die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bei in Deutschland angeschlossenen Kraftwerken veranlasst werden, sind unter netztransparenz.de tagesscharf veröffentlicht. Allerdings wird bei grenzüberschreitenden Redispatch-Maßnahmen mit Nachbarländern nur der Teil veröffentlicht, der sich auf Kraftwerke innerhalb Deutschlands bezieht. Grenzüberschreitende Handelsgeschäfte sowie Kraftwerksanpassungen außerhalb Deutschlands werden nicht veröffentlicht. Die Auswertung zeigt in den Jahren 2014 bis 2017 zwischen 3,5 und 6,4 Tausend solcher Redispatch-Maßnahmen. Eine direkte Bezugsetzung zu den Angaben gemäß Abbildung 4-9 ist aufgrund der eingeschränkten Datenlage in Bezug auf die Anzahl der Redispatch-Maßnahmen nicht möglich.

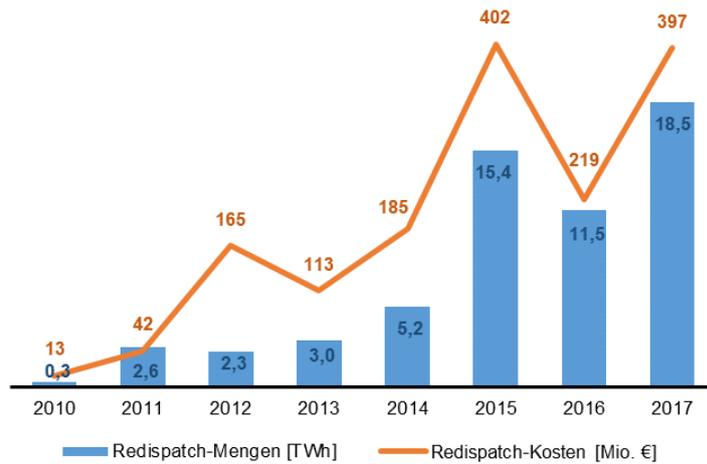


Abbildung 4-9: Jährliche Redispatch-Mengen und -Kosten (Beispiel Deutschland)⁹⁸

Von zentraler Bedeutung wird es dabei auch sein, inwieweit der Netzausbau die räumlichen Zentren der Stromerzeugung aus europäischer Wasserkraft in den Alpen und in Skandinavien, die hohe Flexibilität bereitstellen können, mit jenen der Erzeugung von Strom aus Windkraft und Photovoltaik, die hohe Volatilitäten hervorrufen, verbindet (Abbildung 4-10). Die notwendigen Maßnahmen umfassen sowohl den innerstaatlichen Ausbau (bspw. Nord-Süd-Verbindungen in Deutschland), verbesserte länderübergreifende Verbindungen (bspw. die Anbindung Skandinaviens an Mitteleuropa) und vor allem die Erschließung und verstärkte Einbindung der Wasserkraft (hier vor allem der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) der Alpen zur Bereitstellung der Flexibilisierungskapazitäten für das paneuropäische Verbundsystem.

⁹⁸ Abbildung auf Basis von [Gersdorf, 2018], 2017 ergänzt auf Basis [BNA, 2018]

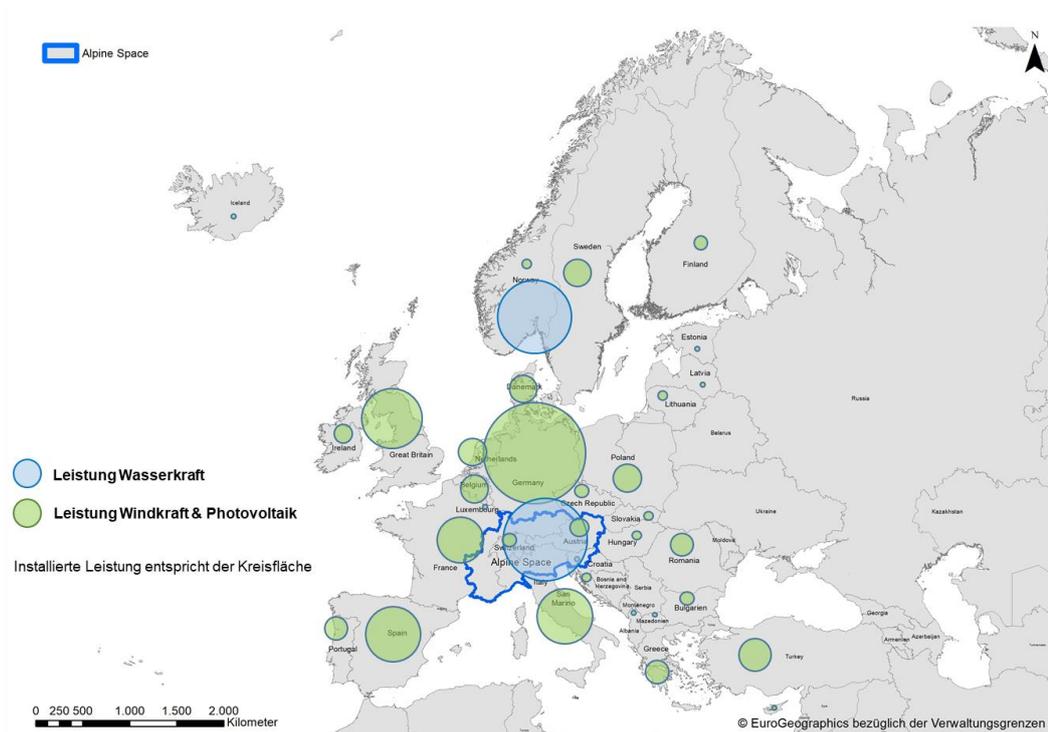


Abbildung 4-10: Leistungsschwerpunkte der volatilen Erneuerbaren und Wasserkraft

Abbildung 4-11 [ENTSO-E 2017/2] verdeutlicht die maßgebliche Stellung der alpinen Wasserkraft für die Integration von Wind- und Photovoltaik im zentralen Europa. Entsprechend sieht der TYNDP⁹⁹ eine Reihe von Projekten zur Verbesserung der inneralpinen Transportmöglichkeiten, aber vor allem auch zur Anbindung der bereits bestehenden und zukünftigen Erneuerbaren-Hot-Spots in Deutschland, Italien und Frankreich vor.

⁹⁹ Ten-Year Network Development Plan

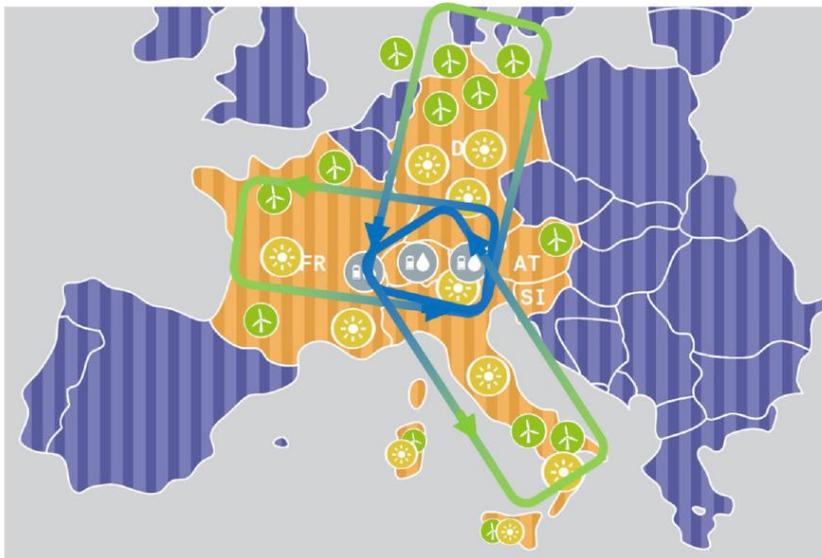


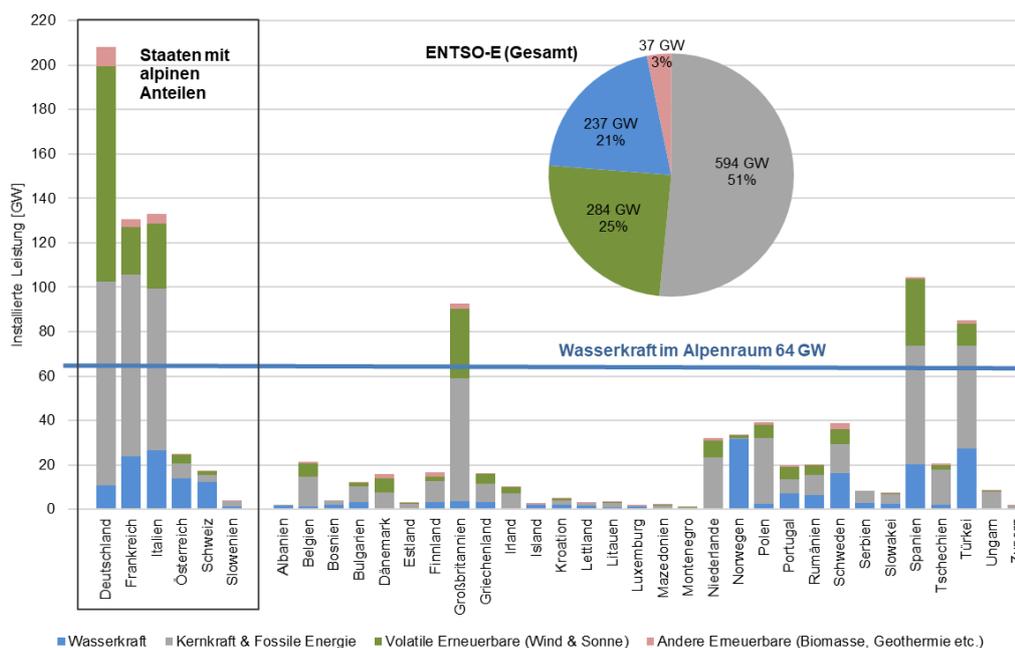
Abbildung 4-11: Zentrale Rolle der Alpen für die Erneuerbaren-Integration

In Mitteleuropa stehen die in Planung befindlichen innerdeutschen Nord-Süd-Verbindungen SuedLink sowie SuedOstLink, die als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) ausgeführt werden sollen, in einem besonderen Fokus. Beide verfolgen das Ziel, die nord- und ostdeutschen Windkraftgebiete mit den Lastschwerpunkten in der Mitte und im Süden Deutschlands zu verbinden (SuedLink: Schleswig-Holstein – Baden-Württemberg) / SuedOstLink: Sachsen-Anhalt – Bayern) [BNA, 2017]. Beiden Projekten stehen jedoch große Widerstände, insbesondere in Bezug auf den Trassenverlauf, entgegen. Im Besonderen das Projekt SuedLink steht auch in direktem Zusammenhang mit der norwegischen Wasserkraft, welche durch das Projekt NordLink (HGÜ mit 1,4 GW Übertragungsleistung) bis 2020 an Schleswig-Holstein und damit an SuedLink angebunden werden soll. Ziel von NordLink ist es, Erzeugungsunterschüsse (geringe Erzeugung von Strom aus Windkraft und Photovoltaik bei hohen Lasten in Süddeutschland) durch norwegische Speicherkraftwerke auszugleichen. Umgekehrt kann bei Wind- und Photovoltaiküberschüssen in Deutschland eine Versorgung Norwegens erfolgen (das Wasser verbleibt diesfalls in den Speichern). Mit der Realisierung von NordLink und SuedLink würde die norwegische Wasserkraft in direktem Wettbewerb zur alpinen Wasserkraft stehen. Freilich bleibt aufgrund der anhaltenden Widerstände und bereits bestehender jahrelanger Verzögerungen abzuwarten, ob und wann SuedLink realisiert werden könnte.

5. Wasserkraft und Flexibilität

5.1. Stellenwert der Wasserkraft im Stromsystem

Abbildung 5-1 zeigt die installierten Leistungen unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien in den ENTSO-E-Staaten für das Jahr 2017 (Auswertung auf Basis [ENTSO-E, 2018/3]). Über die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung von rd. 1.150 GW entfällt gegenwärtig auf Kernkraftwerke sowie fossil befeuerte Kraftwerksanlagen. Volatile Stromerzeugungsanlagen (Windkraft und Photovoltaik) weisen mit rd. 280 GW noch vor der Wasserkraft einen Anteil von 25% auf. Die



Wasserkraft als dritte Säule im Leistungsmix stellt mit rd. 240 GW einen Anteil von 21%.

Abbildung 5-1: Installierte Leistungen ausgewählter Stromerzeugungstechnologien 2017

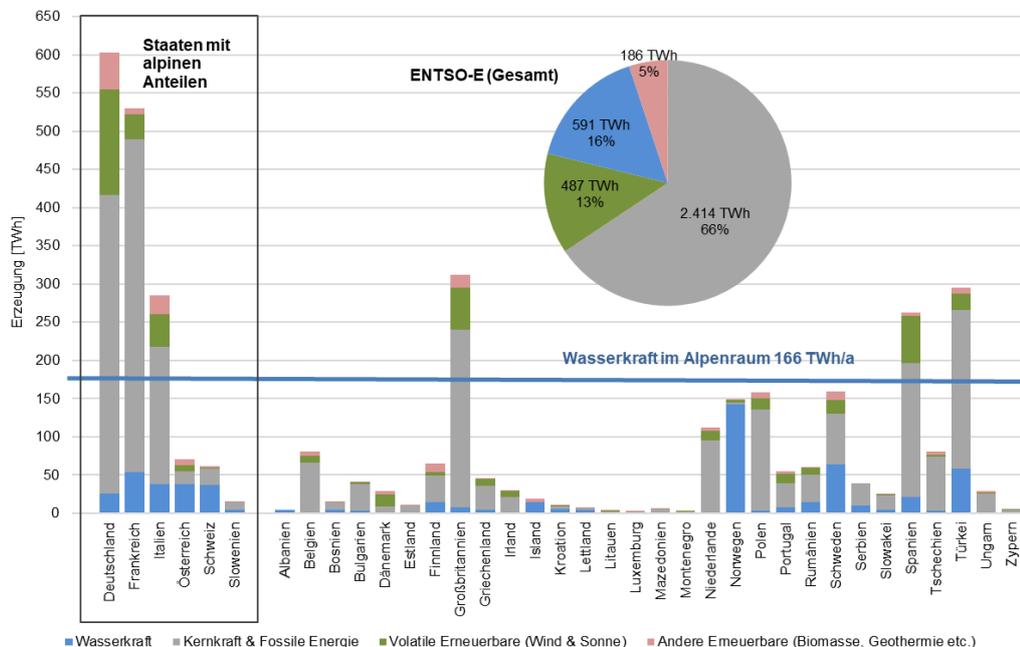
Wie in [AGAW, 2017] dargelegt, stellen die Alpen aufgrund ihrer Topografie, einem reichen Wasserdargebot und einer langen Techniktradition den bedeutendsten Raum für die Wasserkraftnutzung in Europa dar. Die installierte Leistung der über 1.000 Wasserkraftanlagen (betrachtet wurden nur jene über 5 MW) (Tabelle 5-1) macht rd. 27% der gesamten Wasserkraftleistung im ENTSO-E-Raum aus und liegt deutlich über jener der skandinavischen Staaten Norwegen und Schweden (wie aus Abbildung 5-1 ersichtlich).

Tabelle 5-1: Wasserkraft (ab 5 MW) im Alpenraum^{100,101}

	Gesamt	Laufwasserkraft	Speicherkraft	Pumpspeicher
Anzahl	1.020	603	338	79
Leistung [GW]	63,8	20,3	24,1	19,3
Arbeitsvermögen [TWh]	165,9	98,6	56,9	10,4

Wird die gleiche Betrachtung für die jährliche Stromerzeugung durchgeführt (Abbildung 5-2) zeigt sich für das Jahr 2017 ein Anteil der Wasserkraft von rd. 16% (591 TWh) der Gesamtstromerzeugung von rd. 3.700 TWh im ENTSO-E-Raum. Volatile erneuerbare Stromerzeugungsanlagen (Windkraft und Photovoltaik) weisen mit 487 TWh einen Anteil von rd. 13% auf (Daten auf Basis [ENTSO-E, 2018/3]).

Wenngleich die installierte Leistung der volatilen erneuerbaren Energien bereits im Jahr 2017 über jener der Wasserkraft lag, so liegt aufgrund deren Einsatzcharakteristik (d.h. hohe Anzahl an Einsatzstunden) der Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung nach



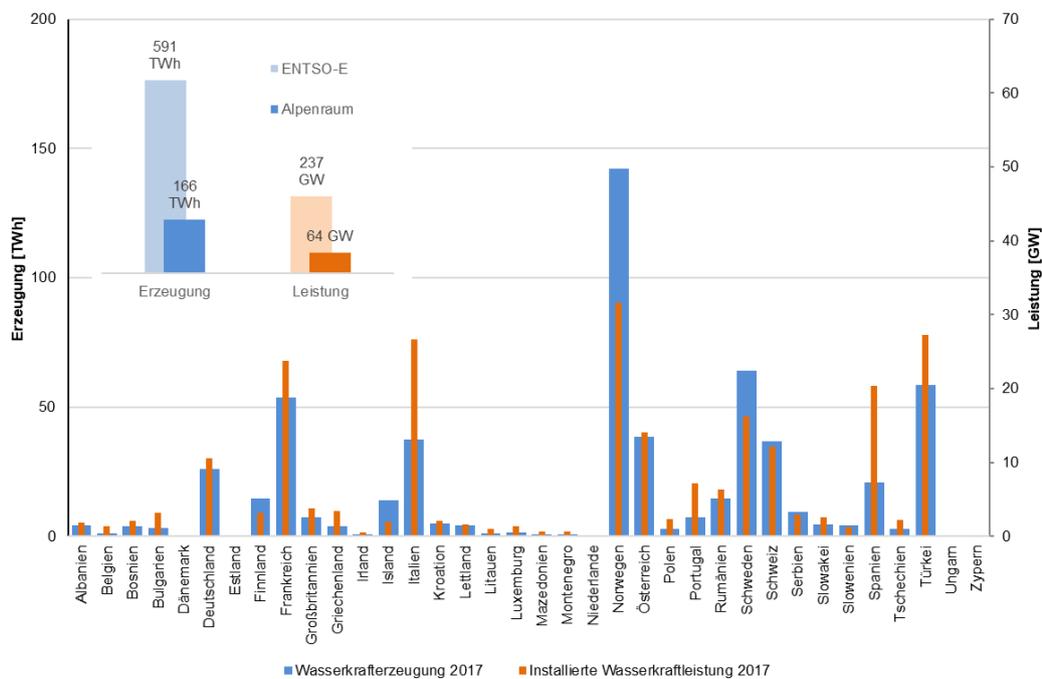
wie vor darüber.

Abbildung 5-2: Jahreserzeugung ausgewählter Stromerzeugungstechnologien 2017

Auch aus Erzeugungssicht zeigt sich der signifikante Beitrag der alpinen Wasserkraft an der Gesamtstromerzeugung. So beläuft sich gemäß [AGAW, 2017] das Arbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss der Wasserkraftwerke im Alpenraum auf 166 TWh (nur Anlagen mit einer Leistung ab 5 MW); dies entspricht 28% der in 2017 im ENTSO-E-Raum

¹⁰⁰ Bei der Bildung von Summenwerten auftretende Unschärfen sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.
¹⁰¹ Daten aus [AGAW, 2017] ergänzt um das in Betrieb genommene Pumpspeicherkraftwerk Limmern (CH). Die Angaben beziehen sich auf den abgegrenzten Alpenraum (siehe Abbildung 5-5)

erzielten Wasserkraftstromerzeugung von 591 TWh. Abbildung 5-3¹⁰² verdeutlicht diese dominierende Stellung des Alpenraumes in der Stromerzeugung aus europäischer Wasserkraft (dies im Besonderen auch im Vergleich mit anderen Wasserkraftregionen (Abbildung 5-4), wie Skandinavien (Norwegen und Schweden), der Iberischen Halbinsel



oder der Türkei)¹⁰³.

Abbildung 5-3: Erzeugung / Leistung der alpinen und der ENTSO-E-Wasserkraftwerke

¹⁰² In der Abbildung wird die Jahresstromerzeugung aus Wasserkraft innerhalb ENTSO-E im Jahr 2017 dem Arbeitsvermögen der alpinen Wasserkraftwerke (ab 5 MW) gegenübergestellt.

¹⁰³ Daten für den Alpenraum aus [AGAW, 2017], für Skandinavien und die Iberische Halbinsel aus [EU-RELECTRIC, 2018] und für die Türkei aus [ENTSO-E, 2018/3].

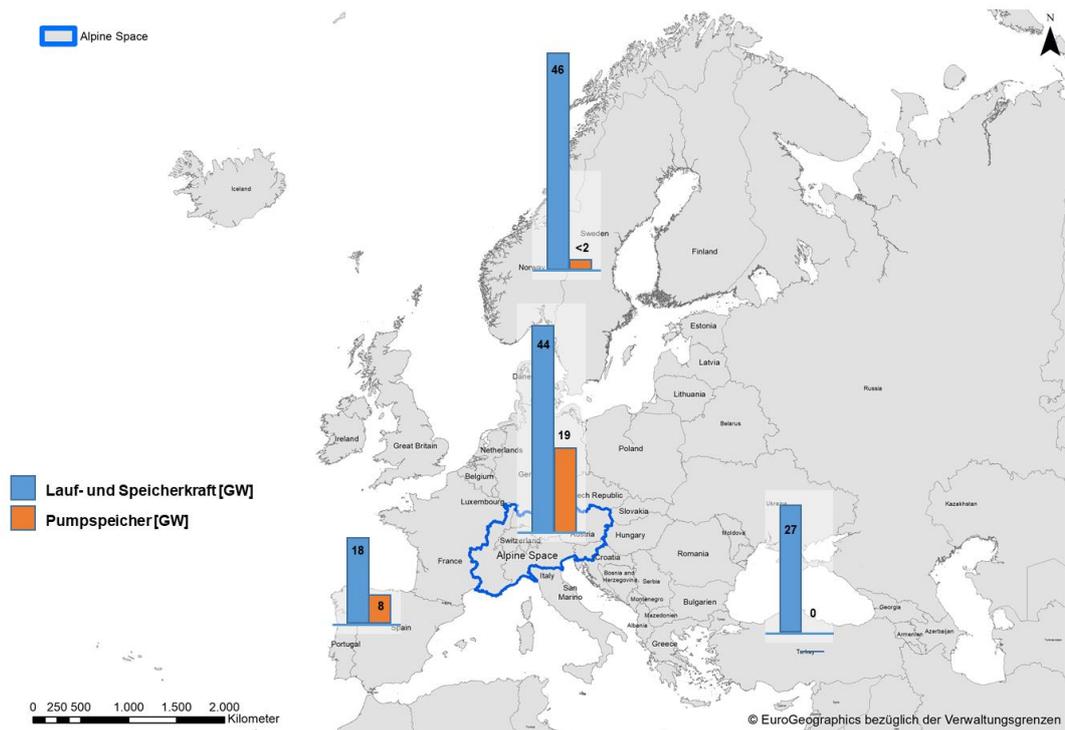


Abbildung 5-4: TOP-Wasserkraftregionen in Europa (inkl. Türkei)

In Abbildung 5-5 und Abbildung 5-6 sind die Verteilung der Leistung und des Arbeitsvermögens der Wasserkraftwerke im Alpenraum dargestellt.¹⁰⁴ Mit einem Anteil von 68% dominiert die installierte Leistung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (in Summe 42 GW). Bezogen auf das Arbeitsvermögen dominieren mit 60% die Laufkraftwerke.

¹⁰⁴ [AGAW, 2017] ergänzt um das in Betrieb genommene Pumpspeicherkraftwerk Limmern (CH).

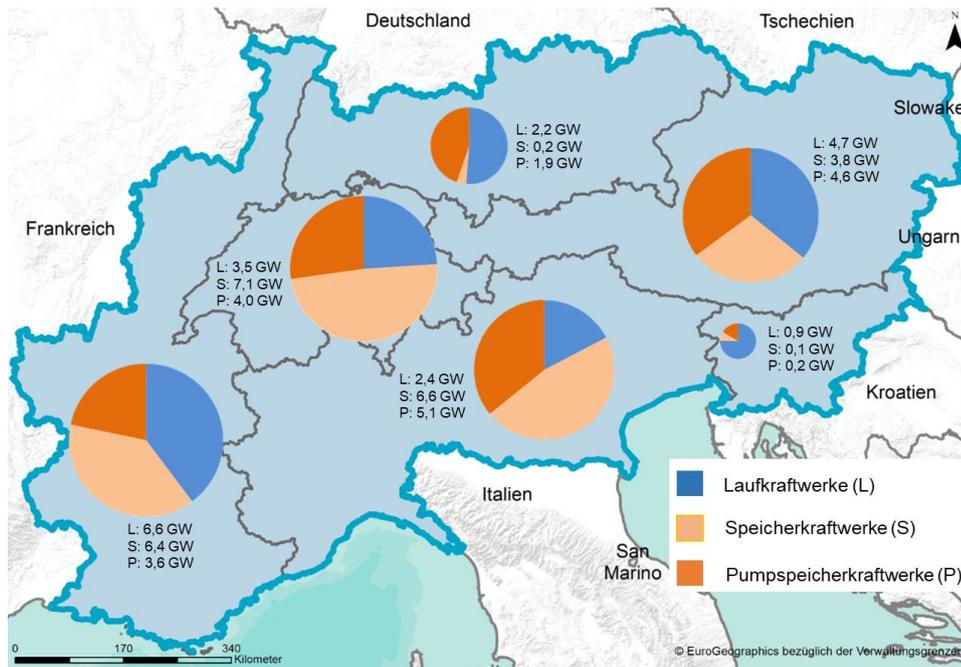


Abbildung 5-5: Verteilung der Wasserkraftleistung im Alpenraum¹⁰⁵

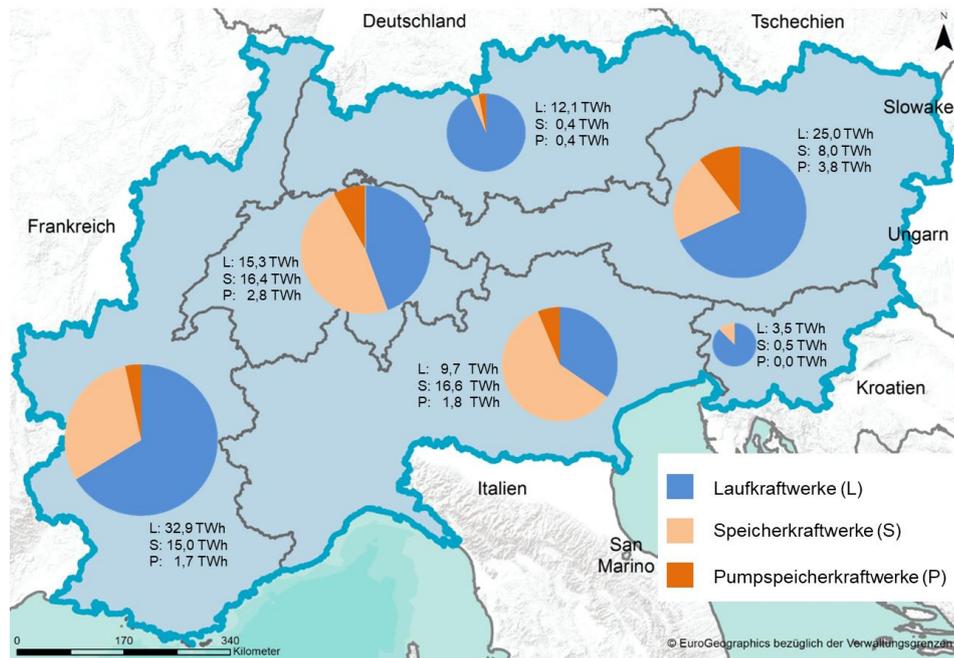


Abbildung 5-6: Verteilung des Arbeitsvermögens der Wasserkraft im Alpenraum¹⁰⁶

¹⁰⁵ Bei der Bildung von Summenwerten auftretende Unschärfen sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

¹⁰⁶ Bei der Bildung von Summenwerten auftretende Unschärfen sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

Laufwasserkraftwerke stellen mit 59% (bzw. 603 Kraftwerksanlagen) den dominierenden Kraftwerkstyp im Alpenraum dar. In Summe weisen diese eine Leistung von 20,3 GW und ein Arbeitsvermögen von 98,6 TWh auf (Tabelle 5-2, [AGAW, 2017]).

Tabelle 5-2: Laufwasserkraftwerke (ab 5 MW) im Alpenraum¹⁰⁷

	Anzahl		Leistung		Arbeitsvermögen	
	[--]	[%]	[GW]	[%]	[TWh]	[%]
Deutscher Alpenraum ¹⁰⁸	104	17%	2,2	11%	12,1	12%
Österreich	115	19%	4,7	23%	25,0	25%
Schweiz	138	23%	3,5	17%	15,3	16%
Französischer Alpenraum	110	18%	6,6	33%	32,9	33%
Italienischer Alpenraum	118	20%	2,4	12%	9,7	10%
Slowenien	18	3%	0,9	4%	3,5	4%
Liechtenstein	0	0%	0,0	0%	0,0	0%
Gesamt	603	100%	20,3	100%	98,6	100%

Ein Drittel der Wasserkraftanlagen (größer 5 MW) im Alpenraum sind Speicherkraftwerke (exkl. Pumpspeicherkraftwerke). Die Leistung dieser Anlagen beläuft sich auf 24,1 GW, das Arbeitsvermögen auf 56,9 TWh (Tabelle 5-3, [AGAW, 2017]).

Tabelle 5-3: Speicherkraftwerke (ab 5 MW) im Alpenraum¹⁰⁹

	Anzahl		Leistung		Arbeitsvermögen	
	[--]	[%]	[GW]	[%]	[TWh]	[%]
Deutscher Alpenraum	2	1%	0,2	1%	0,4	1%
Österreich	53	16%	3,8	16%	8,0	14%
Schweiz	71	21%	7,1	29%	16,4	29%
Französischer Alpenraum	73	21%	6,4	26%	15,0	26%
Italienischer Alpenraum	136	40%	6,6	27%	16,6	29%
Slowenien	4	1%	0,1	0%	0,5	1%
Liechtenstein	0	0%	0,0	0%	0,0	0%
Gesamt	338 ¹¹⁰	100%	24,1	100%	56,9	100%

Im Alpenraum werden zusätzlich zu den reinen Speicherkraftwerken 79 Pumpspeicherkraftwerke betrieben, die eine Gesamtturbinenleistung von etwa 19 GW und eine Gesamtpumpleistung von rd. 15 GW aufweisen (Tabelle 5-4, [AGAW, 2017]¹¹¹).

¹⁰⁷ Bei der Bildung von Summenwerten auftretende Unschärfen sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

¹⁰⁸ Hier ist zu beachten, dass nur ein Teil des Staatsgebietes von Deutschland dem Alpenraum zugeordnet wird. Die exakte Abgrenzung findet sich in [AGAW, 2017]. Gleiches gilt für Frankreich und Italien.

¹⁰⁹ Bei der Bildung von Summenwerten auftretende Unschärfen sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

¹¹⁰ In Summe bestehen im Alpenraum 338 Speicherkraftwerke ab einer Leistung von 5 MW. Das Speicherkraftwerk La Batiatz wird aufgrund seiner Lage sowohl der Schweiz als auch Frankreich zugeordnet. Leistung und Arbeitsvermögen werden im Verhältnis von 50% aufgeteilt.

¹¹¹ [AGAW, 2017] ergänzt um das in Betrieb genommene Pumpspeicherkraftwerk Limmern (CH).

Tabelle 5-4: Pumpspeicherkraftwerke (ab 5 MW) im Alpenraum¹¹²

	Anzahl		Leistung Turbine		Leistung Pumpe	
	[--]	[%]	[GW]	[%]	[GW]	[%]
Deutscher Alpenraum	9	11%	1,9	10%	1,7	11%
Österreich	23	29%	4,6	24%	3,8	25%
Schweiz	23	29%	4,0	20%	2,8	18%
Französischer Alpenraum	6	7%	3,6	19%	2,8	18%
Italienischer Alpenraum	16	21%	5,1	26%	4,0	26%
Slowenien	1	1%	0,2	1%	0,2	1%
Liechtenstein	1	1%	0,0	0%	<0,1	<<1%
Gesamt	79	100%	19,3	100%	15,2	100%

In Abhängigkeit vom Anlagentyp (Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraft) weisen Wasserkraftwerke Eigenschaften auf, die eine große energiewirtschaftliche Einsatzbreite ermöglichen (Tabelle 5-5 in Anlehnung an [Gaudard, 2014]) wodurch der Wasserkraft bereits gegenwärtig eine Schlüsselrolle in der Energiewende zukommt. Mit der weiter zunehmenden Volatilität im Stromnetz wird deren Bedeutung weiter steigen.

Tabelle 5-5: Einsatzfelder von Wasserkraftanlagen im Stromsystem

Einsatzbereich		Laufkraftwerk	Speicherkraftwerk	Pumpspeicherkraftwerk
Stromerzeugung	Erneuerbare Stromerzeugung	+	+	~ ¹¹³
	Verschiebung Dargebot (stündlich)	~ ¹¹⁴	+	+
	Verschiebung Dargebot (saisonal)	-	+	(+) ¹¹⁵
Lastausgleich	Positiv	~ ¹¹⁴	+	+
	Negativ	~ ¹¹⁴	-	+
Systemdienstleistungen	Primärregelung (positiv)	-	+	+
	Primärregelung (negativ)	-	-	+
	Sekundärregelung (positiv)	-	+	+
	Sekundärregelung (negativ)	-	-	+
	Tertiärregelung (positiv)	+	+	+
	Tertiärregelung (negativ)	+	-	+
	Schwarzstart	+	+	+
	Blindleistungskompensation	+	+	+

Wasserkraftwerke können aufgrund dieser breiten Einsatzfelder und in Abhängigkeit ihrer konkreten Ausgestaltung (Typ, Leistungsgröße, maschinelle Ausstattung, Speichermöglichkeiten etc.) Serviceleistungen über ein sehr breites Zeitspektrum (Millisekunden¹¹⁶ bis Saisonen) erbringen (Abbildung 5-7 in Anlehnung an [EURELECTRIC, 2018]).

¹¹² Bei der Bildung von Summenwerten auftretende Unschärfen sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

¹¹³ In Abhängigkeit des Anteils an natürlichem Zufluss und der Herkunft des Pumpstroms.

¹¹⁴ Im Falle der Schwellfähigkeit von Laufkraftwerken möglich.

¹¹⁵ Gilt für alpine Pumpspeicherkraftwerke mit großen Reservoirs (Jahresspeicher)

¹¹⁶ Momentanreserve, welche über die Trägheit rotierende Massen aufgebracht wird

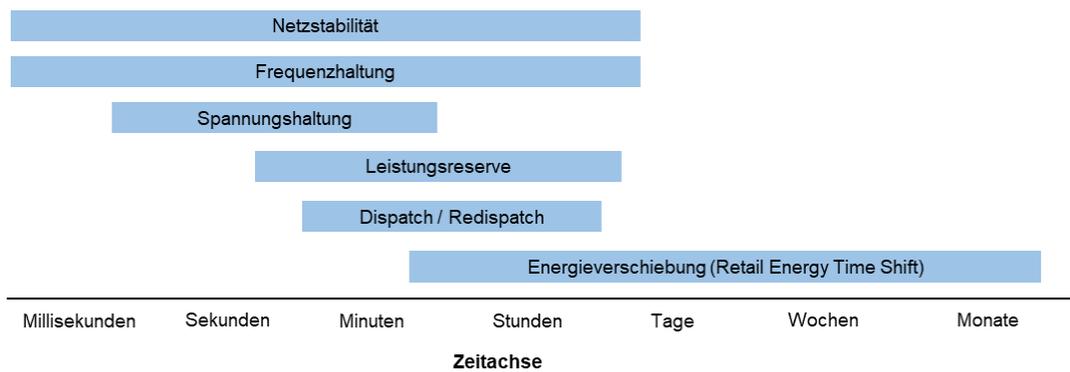


Abbildung 5-7: Zeitliche Einsatzbereiche von Flexibilitätsleistungen der Wasserkraft

Funktionsweise von Laufkraftwerken

Laufkraftwerke sind dadurch charakterisiert, dass der Zufluss oberhalb und der Abfluss unterhalb des Kraftwerkes weitgehend ident sind; d.h. diese Art von Kraftwerken verwendet den aktuell nutzbaren Zufluss unmittelbar zur Stromerzeugung. In den meisten Fällen handelt es sich bei Laufkraftwerken um Niederdruckkraftwerke mit vergleichsweise geringen Fallhöhen, deren Leistung vornehmlich durch große Durchflussmengen bestimmt wird.

Laufkraftwerke werden in den meisten Fällen stauzielgeregelt betrieben; d.h. die Durchflüsse werden so über die Turbine oder anderweitig abgeführt, dass die Flusspegel auf einem bestimmten Stand gehalten werden. Das Speichern von Wasser und damit die Regelung des Durchflusses und der Stromerzeugung entsprechend dem Bedarf sind nicht möglich. Demgegenüber sind Laufkraftwerke mit Schwellbetrieb¹¹⁷ technisch und genehmigungsrechtlich in der Lage, ihre Wasserpegel in einem bestimmten Ausmaß zu variieren und damit flexibel eingesetzt zu werden. Das flexibel einsetzbare Stauvolumen von Laufkraftwerken mit Schwellbetrieb bestimmt sich aus der maximal zulässigen Pegelerhöhung bzw. -absenkung sowie den Stauraumabmessungen (Staubreite, Staulänge).

Funktionsweise von Speicherkraftwerken

Speicherkraftwerke (Abbildung 5-8) sind in der Lage, die potenzielle Energie des Wassers in einem Reservoir (= Speicher) zu speichern, aus dem es in Zeiten erhöhten Strombedarfes abgeleitet und Turbinen zugeführt wird. Der Einsatz von Speichern zur Stromerzeugung ist damit (in Abhängigkeit von der Größe des Speichervolumens) weitgehend unabhängig vom zeitlichen Verlauf der Zuflüsse in den Speicher. In Abhängigkeit vom Füll- und Entleerungsrhythmus werden Speicherkraftwerke in Tages-, Wochen-, Monats-, Jahres- und Überjahresspeicher¹¹⁸ unterteilt. Motivation hinter dem Bau von Speicherkraftanlagen ist die großtechnisch nicht gegebene direkte Speicherbarkeit von Strom. Durch die Speicherung von potenzieller Energie sind Speicherkraftwerke jedoch in der Lage, in kurzer Zeit und bedarfsabhängig elektrische Leistung zur Verfügung zu stellen.

¹¹⁷ Bspw. einzelne Laufwasserkraftwerke an der österreichischen Drau

¹¹⁸ Als Überjahresspeicher werden Speicher mit einem Speicherausbaugrad > 1 bezeichnet, wobei der Speicherausbaugrad als das dimensionslose Verhältnis zwischen gewähltem Speicherinhalt und dem mittleren jährlichen Zufluss definiert ist.

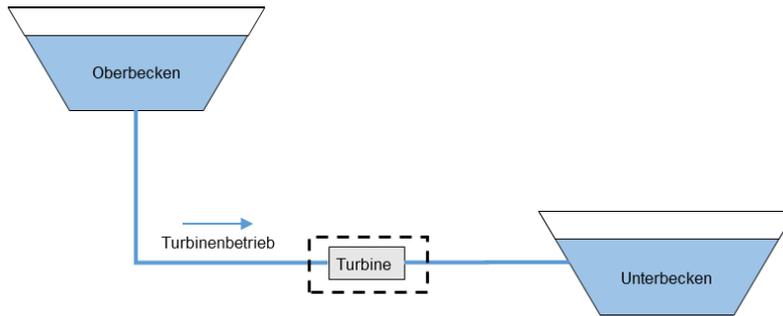


Abbildung 5-8: Funktionsweise eines Speicherkraftwerkes

In Abhängigkeit von den Speichervolumina werden Kurzzeitspeicher bzw. Kleinspeicher (Tages- und Wochenspeicher) und Langzeitspeicher bzw. Großspeicher (Jahres- und Überjahresspeicher) unterschieden. Im alpinen Raum kommt hochalpinen Jahresspeichern, mit denen ein Teil der anfallenden Zuflüsse zurückgehalten wird, besondere Bedeutung zu. Die Speicherentleerung erfolgt in den Monaten mit keinen oder geringeren Zuflüssen, wodurch es zu einer unterjährigen Verschiebung der Nutzung des Wasserdargebots kommt. Zusätzlich zu ihrer energiewirtschaftlichen Rolle stellen Speicherkraftwerke multifunktionelle Anlagen dar und bilden insbesondere integrale Bestandteile des Hochwassermanagements mit zum Teil überregionaler Bedeutung [Bauhofer, 2019].

Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken

Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung 5-9) stellen eine Sonderform von Speicherkraftwerken dar. Das Prinzip gleicht dem eines Speicherkraftwerks. Strom wird in Form von potenzieller Energie in einem Oberbecken gespeichert. Die Befüllung des Speichers erfolgt durch Wasser, das aus einem oder mehreren Unterbecken gepumpt wird. In vielen Fällen wird das Oberbecken zusätzlich durch natürlich zufließendes Wasser gefüllt.

Je nach Bedarf wird bei Stromüberschuss Wasser vom Unterbecken ins Oberbecken gepumpt und gespeichert. Während des Pumpbetriebs fungiert der Generator als Motor, der den nötigen Strom für die Pumpanlage aus dem Stromnetz bezieht. Bei Spitzenlast fließt das Wasser vom höher gelegenen Oberbecken durch Druckrohrleitungen über die Turbinen in das Unterbecken. In vielen Fällen hängt nicht nur ein Oberbecken mit einem Unterbecken zusammen, sondern ist eine Reihe von Stauseen und Kraftwerken durch Leitungen und Stollen miteinander verbunden. Diese Anordnungen bestehen oft sowohl aus verschiedenen Speicher- als auch Pumpspeicherkraftwerken.

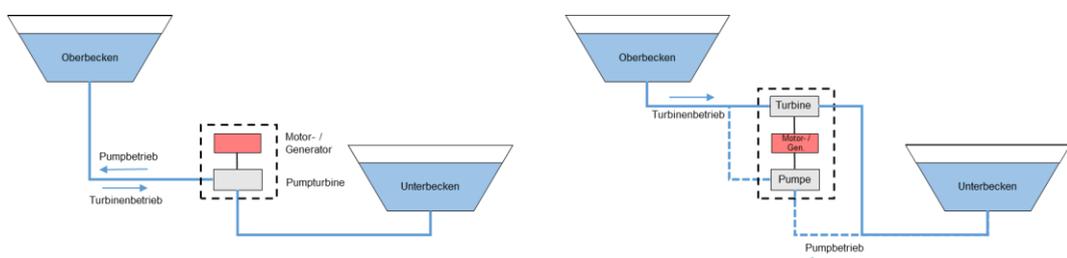


Abbildung 5-9: Pumpspeicherkraftwerk in Zwei- (li) und Dreimaschinenanordnung (re)

Neben der Turbine und dem Generator ist die Pumpe ein wesentlicher Bestandteil im Pumpspeicherkraftwerk, wobei hinsichtlich der Anordnung der Maschinensätze folgende

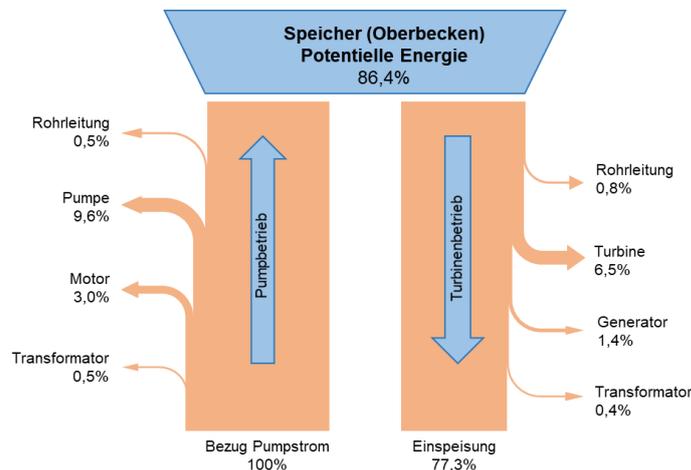
wesentliche Typen unterschieden werden (Vergleich der Merkmale unterschiedlicher Maschinenanordnungen in Tabelle 5-6):

- Reversible Pumpturbine (Zweimaschinensatz)
 - mit fester Drehzahl oder
 - mit variabler Drehzahl
- Ternärer Maschinensatz (Dreimaschinensatz); d.h. ein- oder mehrstufige Speicherpumpe
 - mit Francisturbine (Lastbereich <10% bis 100%)
 - mit Peltonsturbine (Lastbereich 0% bis 100%)

Tabelle 5-6: Vergleich unterschiedlicher Maschinenanordnungen [Höller, 2016]

Anordnung	Ternärer Maschinensatz	Reversible Pumpturbine
Baufwand	Geringere Einbautiefe Größere Kaverne	Größere Einbautiefe Geringerer Platzbedarf
Investitionen (E&M-Teil)	3 Einheiten je Maschinensatz	2 Einheiten je Maschinensatz
Effizienz	Pumpe und Turbine auf max. Wirkungsgrad ausgelegt	Kompromiss bei der hydraulischen Auslegung
Flexibilität	Kurze Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten Stufenlose Leistungsregelung durch hydraulischen Kurzschluss möglich	Längere Umschaltzeiten aufgrund Drehrichtungsumkehr Hydraulischer Kurzschluss nur zwischen den Maschinensätzen möglich
Betriebs- und Wartungskosten	Höher	Geringer

Abbildung 5-10 stellt den typischen Wälzwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerkes (Zweimaschinenanordnung) dar [Giesecke, 2005]. Bei einem Dreimaschinensatz erhöht sich der Wirkungsgrad der separaten Pumpe deutlich, wodurch Wälzwirkungsgrade von



über 80% erreicht werden.

Abbildung 5-10: Typischer Wälzwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerkes (Zweimaschinenanordnung)

Aufgrund der zunehmend flexibleren Einsatzweise von Pumpspeicherkraftwerken nimmt die Bedeutung schneller Anfahr- und Umschaltzeiten zu. Hier weisen ternäre Maschinensätze in der Regel deutliche Vorteile auf (Tabelle 5-7 auf Basis [Krüger, 2018]).

Tabelle 5-7: Anfahr- und Umschaltzeiten unterschiedlicher Maschinenanordnungen¹¹⁹

Betriebswechsel	Reversible Pumpturbine			Ternärer Maschinensatz		
	[Sekunden]			[Sekunden]		
	A*	B*	C*	D*	E*	
	1	90	75	90	90	65
	2	340	160	230	85	80
	3	70	20	60	40	20
	4	70	50	70	30	25
	5	420	300	470	45	25
	6	190	90	280	60	25

* A: Konventionelle Bauart (2012), B: Konventionelle Bauart, extra fast response, C: Drehzahlvariabel, D: Mit hydraulischer Kupplung, hydraulischem Kurzschluss, horizontal, Francis-Turbine, E: wie D jedoch vertikal und Pelton-Turbine

Ternäre Maschinensätze sind im hydraulischen Kurzschluss sowie mit Pelton-turbinen in der Lage, beinahe den gesamten Lastbereich (sowohl pumpen- als auch turbinenseitig) stufenlos abzudecken (Abbildung 5-12) (auf Basis [Höller, 2016¹²⁰]). Die Ausweitung der Flexibilität eines Pumpspeicherkraftwerkes durch hydraulischen Kurzschluss, dessen Grundprinzip der zeitgleiche Einsatz von Pumpe und Turbine ist, wird in Abbildung 5-11 (eigene Darstellung, ohne Berücksichtigung von Verlusten, in Anlehnung an [Höller, 2016]) verdeutlicht. Strom mit der Leistung P_N wird dem Netz entnommen. Die nicht regelbare Pumpe läuft unter Vollast P_P , wobei die Differenzleistung zwischen der erforderlichen Pumpenleistung und der Netzleistung durch die Turbine P_T aufgebracht wird. Aufgrund der hohen Flexibilität der Turbine kann der Netzbezug P_N auch im Pumpbetrieb über ein breites Band stufenlos abgedeckt werden (siehe Abbildung 5-12). Die Wassermenge, die vom Unter- in das Oberbecken befördert wird, ist proportional der Netzlast (also der Differenz von Pumpleistung und Turbinenleistung), da ein Teilstrom des Wassers im Kreis (Kurzschluss) geführt wird.

¹¹⁹ Exemplarische Angaben

¹²⁰ Die Angaben von [Höller, 2016] wurden insofern adaptiert, als der pumpenseitige Flexibilitätsbereich bei ternären Maschinensätzen (hydraulischer Kurzschluss und Francis-turbine) größer sein kann (dargestellt als strichlierter Pfeil)

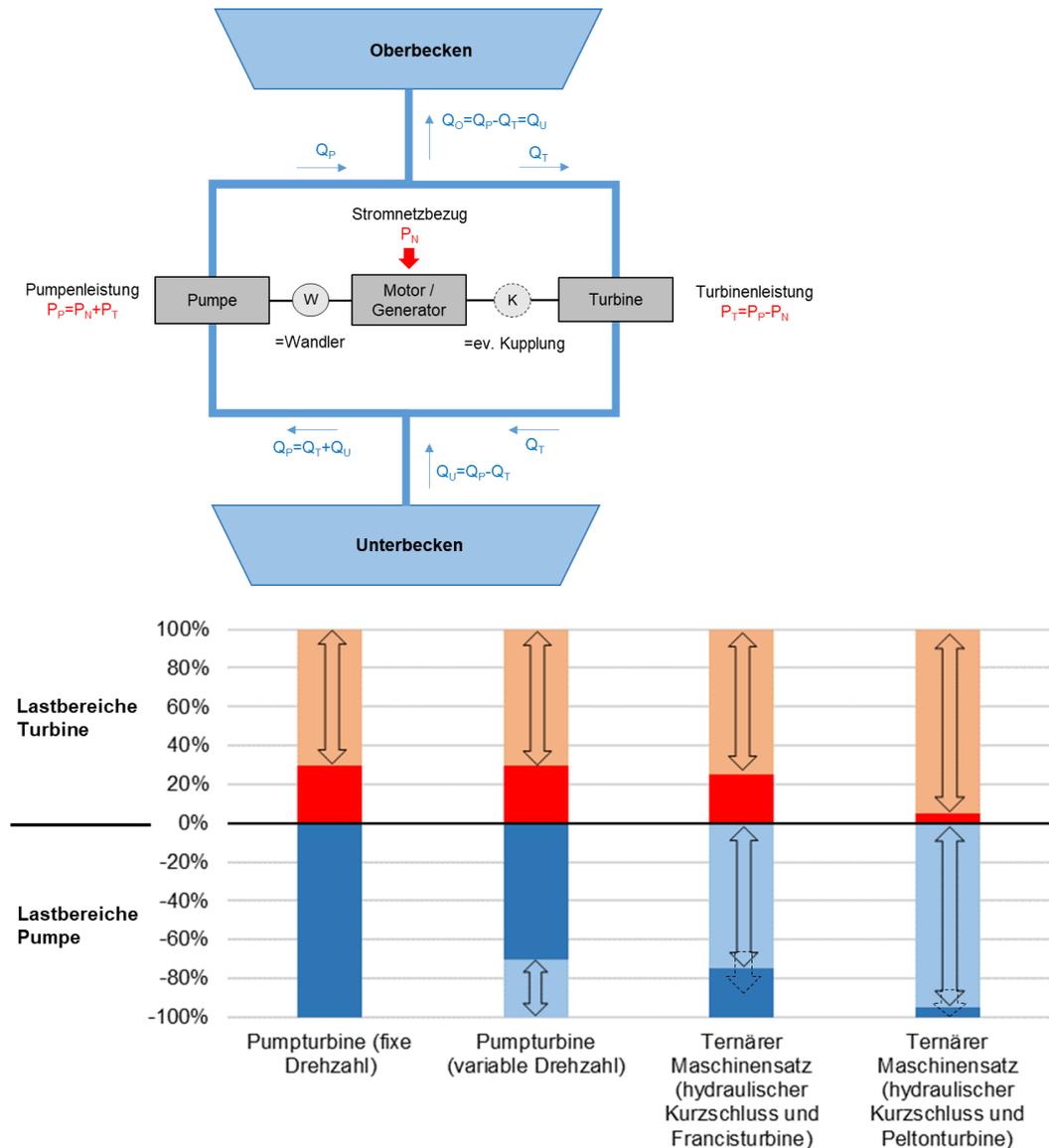


Abbildung 5-11: Funktionsprinzip des hydraulischen Kurzschlusses

Abbildung 5-12: Typische Flexibilitätsbereiche unterschiedlicher Maschinenkonzepte

Die außerordentlich hohe erreichbare Flexibilitätsbandbreite von Pumpspeicherkraftwerken verdeutlichen die Ergebnisse von Voruntersuchungen zum Pumpspeicherkraftwerk Obervermuntwerk II der Vorarlberger Illwerke AG, in welchem zwei hochflexible, in weitem Bereich regelbare Maschinensätze, mit getrennten Turbinen (2 x 180 MW) und Pumpen (2 x 180 MW), zum Einsatz gelangen. In Abbildung 5-13 [Meusburger, 2014] dargestellt ist die realisierte Ausführung als Dreimaschinensatz (links) sowie im Vergleich dazu die untersuchte alternative Ausführung mit Pumpturbinen (rechts). Die in Abbildung 5-13 farbig hinterlegte Fläche stellt das Regelband des jeweiligen Maschinenkonzeptes dar. Klar erkennbar ist die massive Ausweitung des Regelbandes bei Ausführung als Dreimaschinensatz gegenüber der Verwendung von Pumpturbinen.

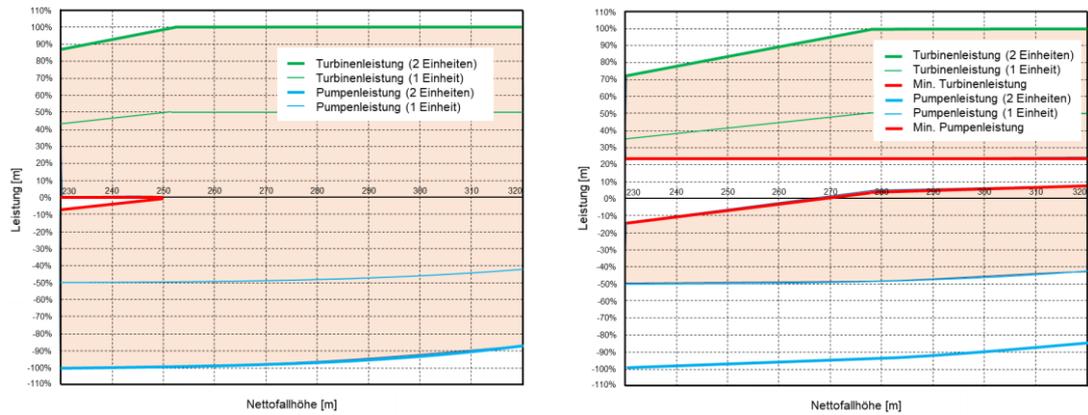


Abbildung 5-13: Leistungsband ternärer Maschinensatz (li) und Pumpturbine mit Teillaststabilisation (re)

5.2. Potenzial zur Deckung der Residuallast durch gesicherte Leistung

Wie in Kapitel Abbildung 3-2 abgeleitet, sinkt infolge des massiven und geförderten Ausbaus volatiler erneuerbarer Stromerzeugung (Wind und Photovoltaik) die Residuallast und damit die Jahresstromerzeugung durch gesicherte Erzeuger. Die vorzuhaltende Leistung von Erzeugern mit einem hohen Leistungskredit wird dadurch jedoch kaum beeinflusst¹²¹. Aus Abbildung 5-14 wird deutlich, dass die Speicher- und Pumpspeicherkraft hinsichtlich ihrer Einsatzsicherheit (d.h. die Sicherheit, dass Leistung zur Verfügung steht) außerordentlich hoch und auf dem Niveau konventionell-thermischer Kraftwerksanlagen liegt. Selbst die dargebotsabhängige Laufwasserkraft ist mit 43% den Stromerzeugungstechniken Windkraft (6%) und Photovoltaik (0%) hinsichtlich ihres gesicherten Beitrages zur Lastabdeckung deutlich überlegen [R2B, 2014]. Wenngleich anzumerken ist, dass die Leistungskredite für die unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken vom angesetzten Maß an Versorgungssicherheit sowie von den angenommenen Systemgrenzen abhängen und daher variieren, finden die in Abbildung 5-14 angeführten Werte in der Literatur ihre Deckung.

¹²¹ Leistungskredit = Anteil der Nennleistung eines bestimmten Kraftwerkes, der statistisch gesichert in einem gegebenen Verbundnetz zur Deckung der Grundlast beitragen und damit ein anderes Kraftwerk ersetzen kann. Er gibt den Beitrag eines einzelnen Kraftwerkes zur gesicherten Leistung im Stromsystem an.

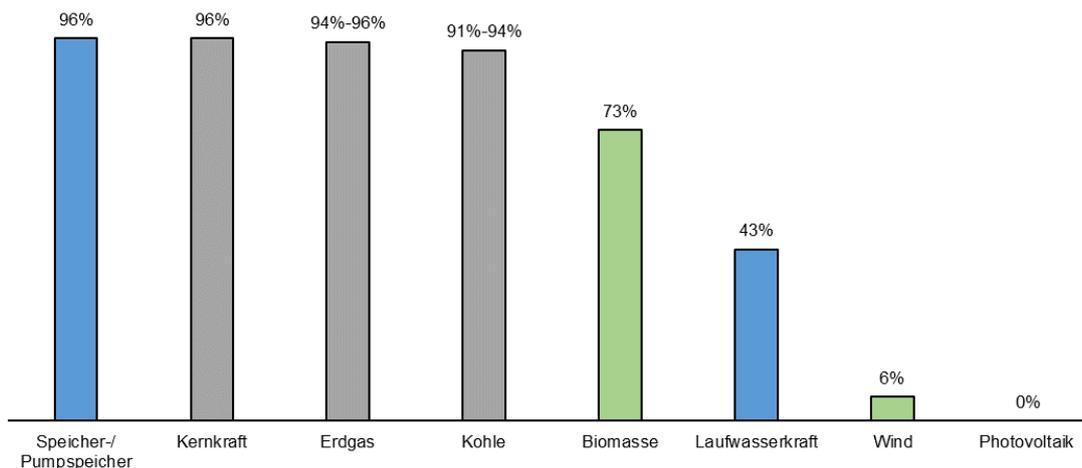


Abbildung 5-14: Leistungskredite unterschiedlicher Stromerzeugungstechniken

Der Alpenraum verfügt über 20,3 GW installierte Laufwasserkraft (ab 5 MW Leistung) sowie über 42,4 GW installierte Leistung aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken (ab 5 MW Leistung). Unter Berücksichtigung der in Abbildung 5-14 angeführten Leistungskredite stellt die alpine Wasserkraft damit rd. 50 GW gesicherte, d.h. jederzeit abrufbare Leistung zur Verfügung.

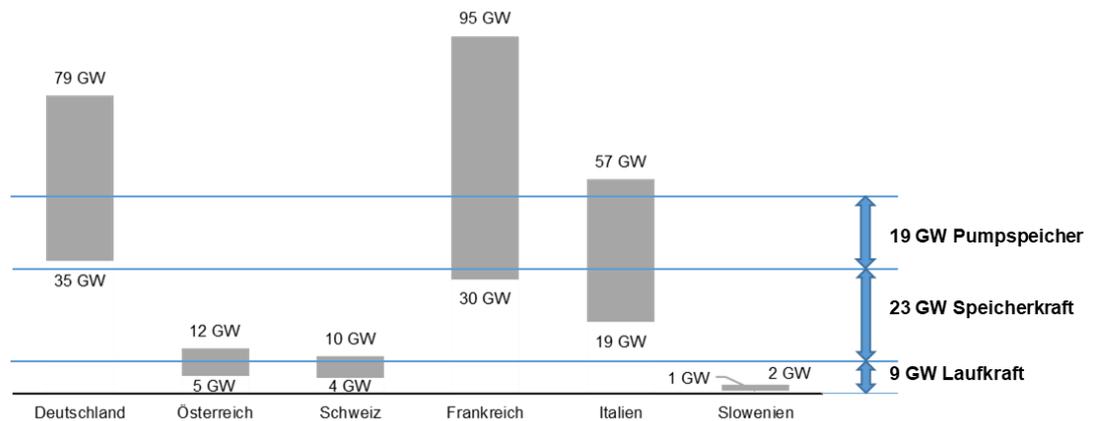
Tabelle 5-8: Maximale und minimale Stundenlast 2017 (Alpenstaaten und ENTSO-E)

Staat / Region	Minimale Last [GW]		Maximale Last [GW]	
Deutschland	35,1	05.06.2017	78,7	13.12.2017
Österreich	4,7	13.08.2017	11,9	24.01.2017
Schweiz	4,2	01.08.2017	9,9	24.01.2017
Frankreich	30,2	13.08.2017	94,5	20.01.2017
Italien	19,0	26.12.2017	56,6	03.08.2017 ¹²²
Slowenien	0,9	02.05.2017	2,3	10.01.2017
ENTSO-E	265,4	11.06.2017	581,3	18.01.2017

Die herausragende Bedeutung der gesicherten Leistung der alpinen Wasserkraft wird im Vergleich mit den minimalen und maximalen Lasten der Alpenstaaten deutlich (Tabelle 5-8 und Abbildung 5-15) [ENTSO-E, 2018/3]. Unter der wegen ähnlich herrschender Bedingungen realistischen Annahme, dass Minimal- und Maximallasten in den Alpenstaaten nicht zeitgleich auftreten, liegen die zu erwartenden Lasten in einem Band von 100 bis 200 GW. Die gesicherte Leistung der alpinen Wasserkraft (Laufwasserkraft, Speicherkraft und Pumpspeicherkraft) liegt damit zwischen 25% und 50% der auftretenden Lasten. Bezogen auf den gesamten ENTSO-E-Raum mit einer Minimallast von rd. 265 GW und einer Maximallast von rd. 580 GW im Jahr 2017 beläuft sich der Anteil auf 9% bis 19%. Wenngleich zu berücksichtigen ist, dass aufgrund von Restriktionen (wie unzureichender Netzverbindungen, entgegenstehender vertraglicher Verpflichtungen, fehlender Preissignale etc.) die Betrachtung theoretischer Natur ist, werden das Potenzial und der Beitrag der alpinen Wasserkraft zur Abdeckung von kurzfristigen Lastspitzen (im Besonderen bei sehr niedrigen Leistungsbereitstellungen

¹²² Italien war Anfang August 2017 von einer außergewöhnlichen Hitzewelle erfasst.

durch Wind und Photovoltaik und einer damit einhergehenden hohen Residuallast)



deutlich.

Abbildung 5-15: Gesicherte Leistung alpiner Wasserkraft und Lasten

Neben der momentan verfügbaren Leistung ist die gespeicherte potenzielle Energie in den Speicherseen die wesentliche Einflussgröße, welche die Dauer der möglichen Leistungsbereitstellung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bestimmt. Tabelle 5-9 gibt einen Überblick über die bestehenden Speicherkapazitäten in den Alpenstaaten. Angesetzt wird bei den Pumpspeicherkraftwerken der theoretische Extremfall: Die Oberbecken sind vollständig gefüllt (für die Betrachtung der Entleerung im Turbinenbetrieb) bzw. geleert (für die Betrachtung der Befüllung im Pumpbetrieb). Entsprechend den Literaturangaben zeigt sich, dass die Summe der Pumpspeicherkapazitäten in den Alpenstaaten lediglich gleichbedeutend mit einer Stromerzeugung von rd. 0,7 TWh ist. Entsprechend kurz ist die über den gesamten Kraftwerkspark gemittelte Ein- bzw. Ausspeicherdauer (< 50 Stunden).

Tabelle 5-9: Maximale Speicherkapazitäten in den Alpenstaaten [Literaturwerte]

Alpenstaat	Speicherleistung inkl. Pumpspeicherleistung [TWh]	davon Anteil Pumpspeicherleistung [TWh]	Quelle
Deutschland	0,3	0,04	[DB, 2017] [Geth, 2015] [KEMA, 2015]
Österreich	3,2	0,14	[Hecker, 2015] [Groiss, 2012]
Schweiz	8,8	0,37	[HSR, 2017] [Brauner, 2014]
Frankreich	3,6	0,08	[Geth, 2015] [RTE, 2018]
Italien	6,8	0,07	[Geth, 2015] [TERNA, 2018]
Summe	22,7	rd. 0,7	

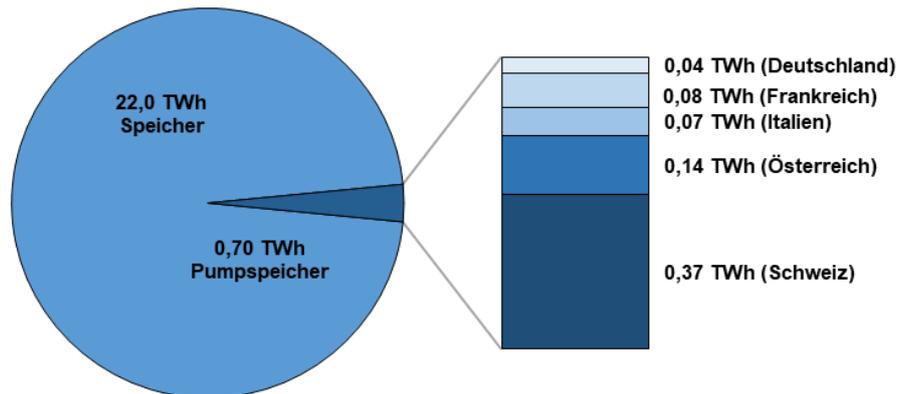


Abbildung 5-16: Maximale Speicherkapazitäten in den Alpenstaaten [Literaturwerte]

Abbildung 5-16 verdeutlicht, dass hinsichtlich der Speicherkapazität das Verhältnis von Pumpspeichern zu reinen Speichern in den Alpenstaaten heute etwa 1:30 beträgt. Bezogen auf die Turbinenleistung beläuft sich das Verhältnis jedoch auf 1:<2. Entsprechend eignen sich die reinen Speicherkraftwerke dafür, hohe Leistungen über längere Zeiträume zur Verfügung zu stellen, und die meisten Pumpspeicherkraftwerke dafür, kurzfristige Lastschwankungen auszugleichen sowie insbesondere zur Tag-Nachtverlagerung, wofür sie nach ursprünglichen Gesichtspunkten konzipiert wurden. Dies wird in Abbildung 5-17 verdeutlicht, in welcher die Einsatzbereiche bestehender und geplanter alpiner Pumpspeicherkraftwerke dargestellt sind [Bauhofer, 2019].

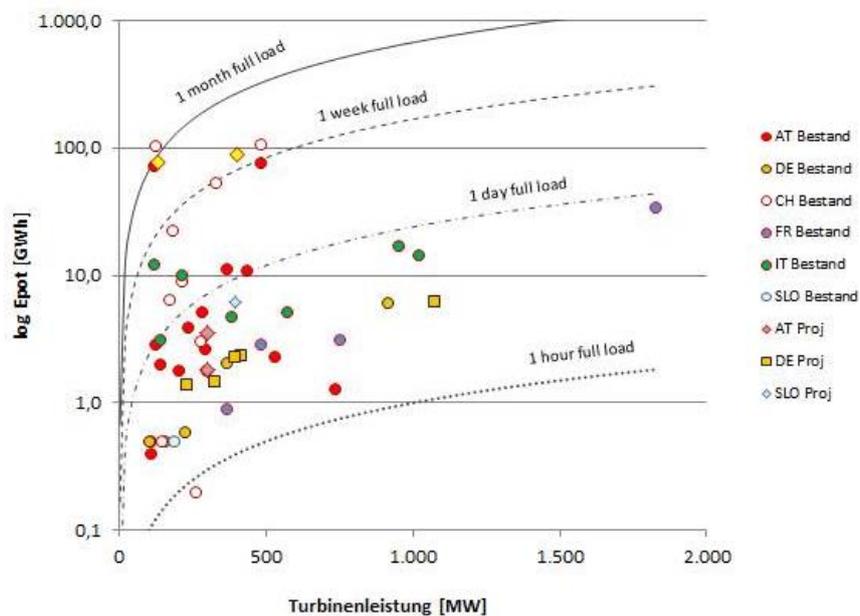


Abbildung 5-17: Einsatzbereiche alpiner Pumpspeicherkraftwerke

Speicher- als auch Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen tragen zur Stromerzeugung erneuerbarer Energie aus natürlichem Zufluss in beträchtlichem Ausmaß bei und leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Abbildung 5-18 stellt beispielhaft die energetischen Speicherinhalte für Österreich dar [E-Control, 2017/2], die in der Größenordnung dem zwei- bis dreifachen Wochenverbrauch Österreichs entsprechen. Die Speicher erreichen im Frühjahr (vor der einsetzenden Schneeschmelze)

ihre Tiefststände, werden über den Sommer vorwiegend durch natürlichen Zufluss sukzessive aufgefüllt und erreichen ihre Höchststände Anfang September. Jedenfalls zu berücksichtigen ist, dass auch alpine Pumpspeicherkraftwerke in erheblichem Ausmaß durch natürlichen Zufluss gespeist werden und damit selbst direkt zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beitragen. [Bauhofer, 2019] zeigt auf Basis von [AGAW, 2017] und [JRC, 2018], dass rd. 6% der Stromerzeugung aus alpiner Wasserkraft auf natürlichem Zufluss in Pumpspeicherkraftwerken basiert. Dies entspricht rd. 2% der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung in den Alpenstaaten (Tabelle 5-10).

Tabelle 5-10: Erneuerbare Stromerzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke

	Erneuerbare Erzeugung 2016 (national) [TWh]	Stromerzeugung Wasserkraft im Alpenraum [TWh]	Stromerzeugung in Pumpspeichern (natürlicher Zufluss) ¹²³ [TWh]	Anteil alpiner Pumpspeicher an nationaler erneuerbarer Stromerzeugung	Anteil alpiner Pumpspeicher an alpiner Stromerzeugung aus Wasserkraft
Deutschland	190,8	13,0	0,4	0,2%	3,1%
Österreich	52,6	36,7	3,8	7,2%	10,4%
Schweiz	36,6	34,6	2,8	7,7%	8,1%
Frankreich	97,9	49,6	1,7	1,7%	3,4%
Italien	110,5	28,0	1,8	1,6%	6,4%
Slowenien	4,8	4,0	--	--	--
Gesamt	493,2	165,9	10,5	2,1%	6,3%

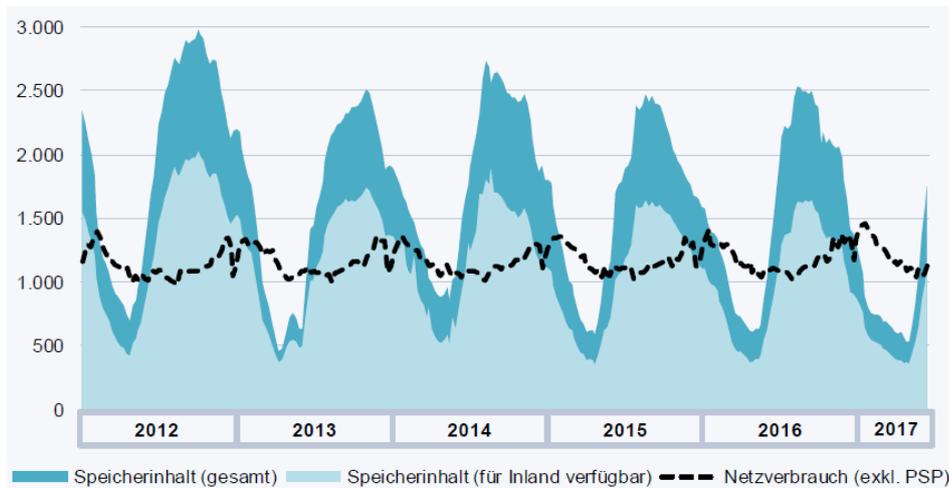


Abbildung 5-18: Energetische Speicherinhalte in Österreich (Wochenwerte in [GWh])¹²⁴

Entsprechend kommt den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken eine sehr hohe und weiter steigende Relevanz für die Versorgungssicherheit und Bereitstellung erneuerbarer Energie zu (dies auch aufgrund der Abnahme thermischer Kapazitäten). Ein zusätzlicher Ausbau an Photovoltaik (mit geringer Einspeisung im Winter) und Windkraft (mit der Möglichkeit von länger anhaltenden Flauten) wird deren Stellenwert zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit weiter ansteigen lassen. Dies gilt im

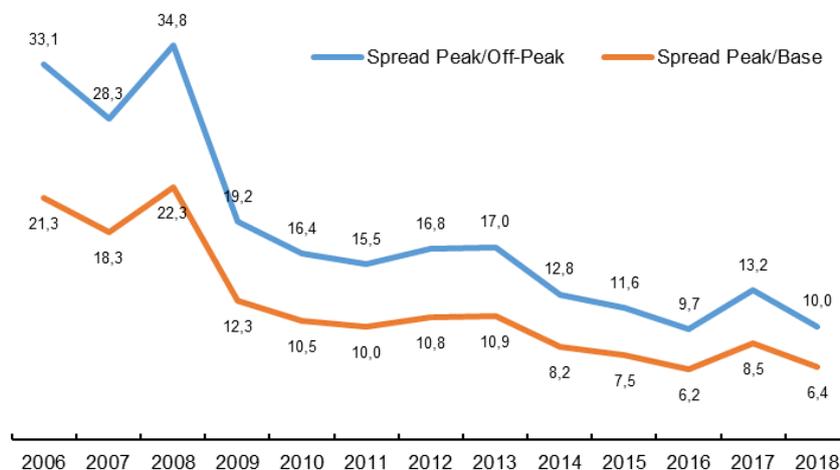
¹²³ Hier bleibt die Erzeugung aus zuvor gepumptem Wasser unberücksichtigt

¹²⁴ Die Differenz zwischen Speicherinhalt (gesamt) und Speicherinhalt (für Inland verfügbar) stellt den Energieinhalt von Pumpspeicherkraftwerken dar, der für den deutschen Markt vorgesehen ist.

Besonderen auch für alpine Pumpspeicherkraftwerke, die zwar speziell die Kurz- und Mittelfristflexibilität bedienen, aber den natürlichen Zufluss auch für die Saisonspeicherung nutzen können. Zukunftsweisende und integrative Pumpspeicherkraftwerke, welche auf die Flexibilitätserfordernisse der Energiewende ausgelegt sind, kombinieren daher großvolumige Speicherbecken in hochalpinen Lagen mit großen Fallhöhen und die Nutzung des natürlichen Zuflusses. Sie sind damit in der Lage die Flexibilitätserfordernisse in allen Zeitbereichen, bis hin zur Saisonspeicherung, effizient (d.h. bei sehr hohen Wirkungsgraden) zu erfüllen. Im Sinne der Ressourcenökonomie ist es daher zielführend für zukunftsweisende Anlagenkonzepte möglichst große Speichervolumina bei möglichst großen Fallhöhen vorzusehen. Die Kombination von höherer Effizienz, ausgereifter Technologie und die Nutzung des natürlichen Zuflusses stellt sich als deutlich vorteilhaft gegenüber vergleichbaren Techniken der Rückverstromung dar (vgl. Kapitel 6.1).

5.3. Kurzfristige Energiearbitrage durch Pumpspeicherkraftwerke

Die wirtschaftliche Teilnahme von Pumpspeicherkraftwerken am Spotmarkt bedingt ausreichend große Preisunterschiede (Spreads) zwischen Peak-Preisen (8:00 bis 20:00 Uhr) und Off-Peak-Preisen (22:00 bis 8:00 Uhr) bzw. generell zwischen den teuersten und billigsten Stunden. Die höheren Peak-Preise sind im Besonderen durch hohe Lasten (hohe Stromnachfrage) untertags und den häufigeren Einsatz höherpreisiger Kraftwerke entsprechend der Merit-Order-Kurve bedingt. Die Strom-Großhandelspreise haben sich im Zeitraum zwischen 2011 und 2016 etwa halbiert und zeigen ab 2017 wieder einen Aufwärtstrend bzw. eine Stabilisierung. Dieser massive Preisverfall war im Wesentlichen bedingt durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus geförderten erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt) aber auch durch günstige Bedingungen für die konventionell thermische Stromerzeugung (geringe Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise). Einhergehend mit dem generellen Absinken des Preisniveaus sind die Differenz zwischen Peak- und Base- bzw. Off-Peak-Preisen (Spread) und damit die Erlösmöglichkeiten für Pumpspeicherkraftwerke deutlich gesunken (Abbildung 5-19 für



die Jahresmittelwerte EPEX-Spot; Werte für 2018 bis Ende Juli).

Abbildung 5-19: Entwicklung der jahresdurchschnittlichen Spreads [€/MWh]

Der massive Zuwachs an Photovoltaikleistung der vergangenen Jahre mit maximaler Einspeisung zur hochpreisigen Tagesmitte und keiner Einspeisung in den Nachtstunden führte zu einem zusätzlichen mindernden Effekt. Die bislang bekannte ausgeprägte Mittagspreisspitze flachte zunehmend zugunsten morgen- und abendlicher Spitzen ab (wenn auch auf deutlich niedrigerem Niveau, wie aus Abbildung 5-20 deutlich wird) [Banfi, 2017].

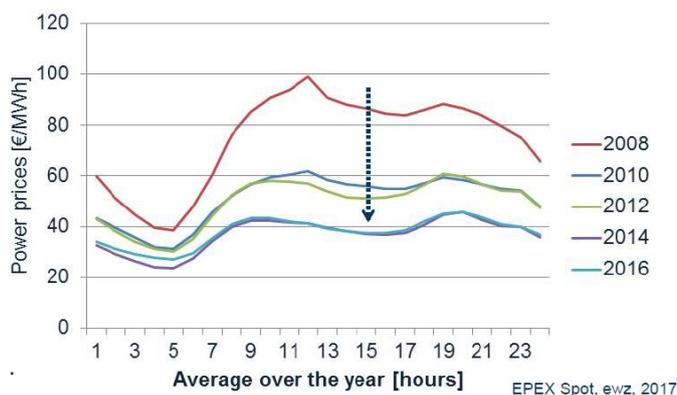
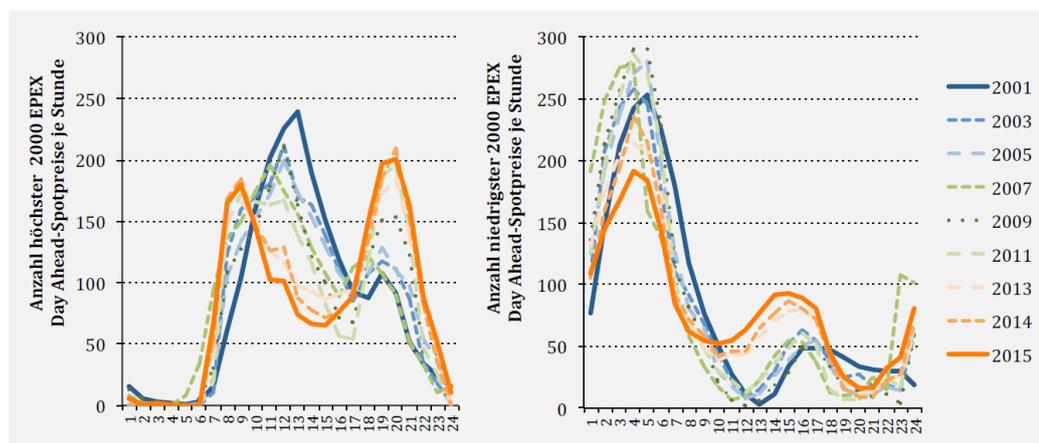


Abbildung 5-20: Rückgang und Verflachung der Tagespreiskurve

Eindrucksvoll ausgearbeitet wurde diese Entwicklung im Rahmen des Projektes SuREmMa (Sustainable Rivermanagement – Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen) [SUREMMA, 2017]. Anhand der stündlichen Verteilung der 2.000 höchsten bzw. niedrigsten jährlichen Day-Ahead-Spotmarktpreise (Markgebiet Deutschland-Österreich) zwischen 2001 und 2015 wird die fortlaufende Verschiebung hoher Strompreise um die Mittagszeit in Richtung Morgen- und Abendstunden deutlich. Im Gegenzug stieg im Betrachtungszeitraum die Anzahl an



Situationen niedriger Strompreise in den Nachmittagsstunden deutlich an.

Abbildung 5-21: Stündliche Verteilung höchster und niedrigster Day-Ahead-Preise

In der Konsequenz wird dies dazu führen, dass die Tagesstunden aufgrund der hohen Menge an eingespeistem Photovoltaikstrom meist deutlich niedrigere Preise aufweisen werden als die Morgen- und Abendstunden und sich das Pumpprofil von Pumpspeicher-

kraftwerken deutlich verändert wird (siehe beispielhaft die Prognose zur Verschiebung des Pumpprofiles der Schweizer Pumpspeicher in Abbildung 5-22) [Schlecht, 2015].

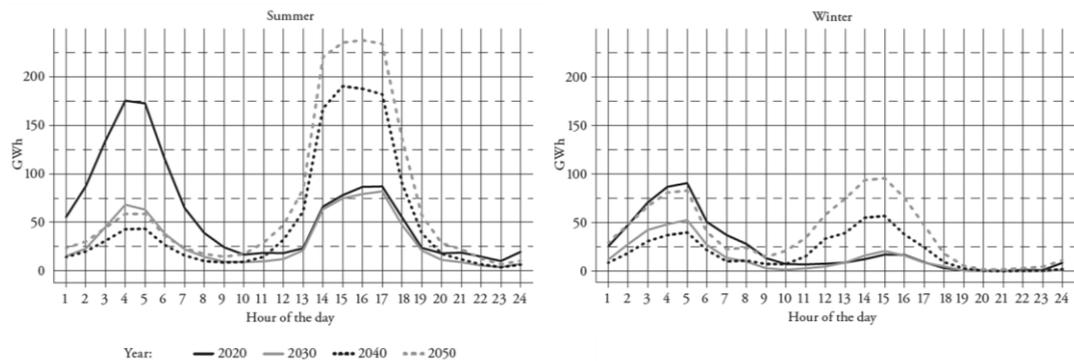


Abbildung 5-22: Verschiebung des Pumpprofiles bis 2050 (Schweiz)¹²⁵

Genau eine solche preisinduzierte zeitliche Verschiebung des Einsatzprofils entspricht den energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten (Spitzen der Residuallast in den Morgen- und Abendstunden – photovoltaikgetriebene Senken der Residuallast in den Mittags- und Nachmittagsstunden). Wie beispielhaft in Abbildung 5-23 [FR-IWE, 2011] dargestellt, können Pumpspeicher dazu beitragen, Einspeisespitzen auf Residuallastspitzen zu verlagern, wodurch es zu einer Glättung der Residuallast kommt und ein allfällig erforderliches Abregeln der Einspeisung von Strom aus volatilen erneuerbaren Energiequellen unterbunden bzw. deutlich vermindert wird¹²⁶.

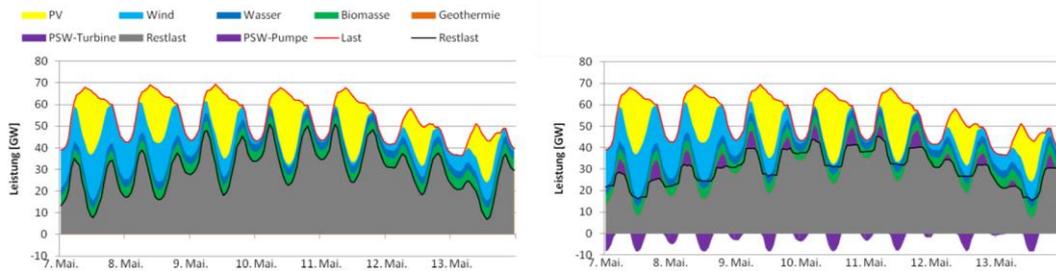


Abbildung 5-23: Möglicher Effekt von Pumpspeicherung auf den Residuallastverlauf

Dieser Glättungseffekt ist im Besonderen insofern relevant, als dadurch auch der Einsatz (gegenüber Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken deutlich trägerer) thermischer Kraftwerke zur Deckung der Residuallast vergleichmäßigt (d.h. optimiert) werden kann (Tabelle 5-11, [Buttler, 2015]).

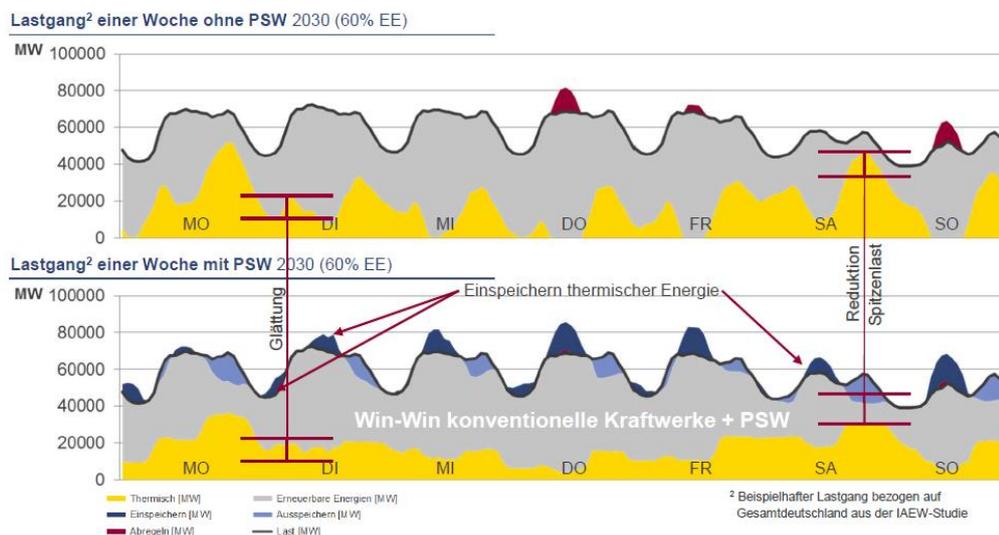
¹²⁵ Dargestellt ist die durchschnittlich gepumpte stündliche Strommenge in [GWh]

¹²⁶ Aufgrund der hohen öffentlichen Förderungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht, die Abregelung dieser möglichst hintangehalten werden.

Tabelle 5-11: Lastdynamik thermischer Kraftwerke

Stromerzeugungstyp	Steinkohle	Braunkohle	Gas-Dampf	Gasturbine
Wirkungsgrad	42-47%	38-43%	55-60%	34-40%
Heißstart (< 8 Stunden Stillstand)	1-3 Stunden	2-6 Stunden	0,5-1 Stunden	< 0,1 Stunden
Warmstart (8-48 Stunden Stillstand)	3-10 Stunden	7-10 Stunden	1-2 Stunden	< 0,1 Stunden
Kaltstart (> 48 Stunden Stillstand)	4-10 Stunden	6-10 Stunden	2-4 Stunden	--
Minimallast	20-40%	40-60%	30-50%	20-50%
Laständerung	1,5-6%/Min.	1-4%/Min.	2-8%/Min.	8-15%/Min.

Abbildung 5-24 zeigt den möglichen positiven Effekt auf den Einsatz von thermischen Kraftwerken beispielhaft für den wöchentlichen Lastgang 2030 (Szenario 60% erneuerbare Energien) [IAEW, 2014]. Deutlich wird die Vergleichmäßigung der erforderlichen Leistungsbereitstellung thermischer Kraftwerke zur Deckung der



Residuallast.

Abbildung 5-24: Optimierung thermischer Kraftwerke durch Pumpspeicher

5.4. Wasserkraft und Systemdienstleistungen

Zur Sicherstellung eines funktionierenden Stromsystems sind vom Netzbetreiber beständig Maßnahmen zur Einhaltung von Netzfrequenz und Netzspannung sowie Vermeidung der Netzüberlastung erforderlich. Wie in Kapitel 2 dargelegt, führt der Ausbau der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme von thermischen Kraftwerken zu steigenden Belastungen, denen durch bedarfsgerecht gesetzte Maßnahmen (Systemdienstleistungen) begegnet wird bzw. werden muss. [SUREMMA, 2017] ordnet diese Systemdienstleistungen gemäß Tabelle 5-12 ein.

Tabelle 5-12: Einordnung von Systemdienstleistungen¹²⁷

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau
Funktion	Halten der Frequenz im zulässigen Bereich	Spannungshaltung	Wiederherstellung der Versorgung nach (Groß-) Störungen
Produkte / Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> – Momentanreserve – Regelleistung – Abschaltbare Lasten – Frequenzabhängiger Lastabwurf – Wirkleistungsreduktion 	<ul style="list-style-type: none"> – Bereitstellung von Blindleistung – Spannungsbedingter Redispatch – Spannungsbedingter Lastabwurf – Bereitstellung von Kurzschlussleistung – Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> – Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung – Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last – Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern
Heutige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> – Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke – Flexible steuerbare Lasten – Regelleistungspools 	<ul style="list-style-type: none"> – Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke – Netzbetriebsmittel – Erneuerbare Erzeuger 	<ul style="list-style-type: none"> – Netzleitwarten in Verbindung mit schwarzstartfähigen konventionellen Kraftwerken einschließlich Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Deutlich wird, dass Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke vor allem aufgrund ihrer raschen Regelfähigkeit in der Lage sind, ein breites Spektrum an Systemdienstleistungen zu erbringen. Dies betrifft im Besonderen die Bereitstellung von Sekundär- und Tertiärregelleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz (wie in Kapitel 4.2 beschrieben).

Analog zur Netzfrequenz ist es notwendig, dass auch die jeweilige Netzspannung an Einspeise- und Entnahmepunkten in einem engen Toleranzband gehalten wird. Einfluss auf die Netzspannung nehmen die erzeuger- und verbraucherseitigen Wirk- und Blindleistungen [DENA, 2015]. Gemäß [Bauhofer, 2019] können alle Typen von Wasserkraftwerken sowohl als induktive als auch als kapazitive Verbraucher (Bezug oder Einspeisung von Blindleistung) eingesetzt werden. Bei reinem Phasenschieberbetrieb wird hingegen bei allen Wasserkraftwerken auf die Wirkleistungseinspeisung oder -rücknahme verzichtet, d.h. die Turbinen sind nicht in Betrieb. Insbesondere Pumpspeicherkraftwerke sind in der Lage, in beliebiger Kombination Wirkleistung einzuspeisen oder aus dem Netz zu entnehmen bzw. gleichzeitig als induktive oder als kapazitive Last zu wirken.

Im Fall von Überschreitungen der zulässigen Toleranzbänder für Frequenz und Spannung sollen sich Kraftwerke entsprechend ihrer Möglichkeiten im Eigenbedarf abfangen; d.h. die Kraftwerke trennen sich vom Netz, decken nur noch ihren Eigenbedarf und können später entsprechend ihrer Regelfähigkeit das Netz wiederaufbauen [Schusser, 2013]. Kraftwerke, die jedoch die Eigenschaften besitzen (wie ein großer Teil der Pumpspeicherkraftwerke), ohne externe Vorgaben von Frequenz und Spannung (= Netzausfall) in den Leerlauf hochzufahren, sind schwarzstartfähig. Ausgehend von

¹²⁷ Die in [SUREMMA, 2017] angeführten Systemdienstleistungen in Zusammenhang mit der Betriebsführung (d.h. die Koordination des Netz- und Systembetriebes in Netzleitwarten) werden an dieser Stelle nicht behandelt.

diesen Kraftwerken werden kontrolliert weitere Erzeuger und steuerbare Verbraucher zugeschaltet und es bilden sich einzelne stabile Teilnetze (Inselnetze). Ein wesentliches Asset von Pumpspeicherkraftwerken ist es, auch im weiteren Prozess eines Netzwiederaufbaus Systemdienstleistungen bereitstellen zu können, in dem durch unkontrollierte Zuschaltung weiterer Verbraucher sowie durch Verbindung von Teilnetzen hohe Lastsprünge auftreten. Gemäß [DENA, 2008] werden an die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerksanlagen hohe Anforderungen gestellt:

- Fähigkeit zum Inselbetrieb über mehrere Stunden nach der Trennung vom Netz
- Fähigkeit der Spannungs-/Blindleistungsregelung zur Inbetriebnahme einer Netzanlage auf tieferer Spannungsebene und angeschalteter Lasten
- Fähigkeit der Frequenz-/Wirkleistungsregelfähigkeit zur Inbetriebnahme der an einer Netzinsel angeschalteten Abnehmerlasten

Konventionelle Kraftwerke erfüllen diese Anforderungen in der Regel nicht und es hat sich in der Praxis gezeigt, dass ein Netzwiederaufbau am besten von hydraulischen Anlagen seinen Ausgang nehmen kann. [DENA, 2015] verweist dazu auf die steilen Leistungsgradienten, die schnellen Ansprechzeiten sowie die hohe Massenträgheit der Generatoren von Pumpspeicherkraftwerken, wodurch ein stabiles Verhalten gegeben ist.

6. Vergleich von Speichertechnologien

6.1. Alternative Speichertechnologien im Überblick

Derzeit (Daten für 2017) stehen weltweit netzgebundene Stromspeicheranlagen mit einer Summenleistung von 169 GW im Einsatz, wovon 96% bzw. 162 GW auf Pumpspeicherkraftwerke entfallen (Abbildung 6-1) [DOE, 2018]. Dies verdeutlicht, dass die Pumpspeicherung – ungeachtet der Diskussionen und Bemühungen zur Entwicklung neuer Speichertechniken – mit Abstand die wichtigste großtechnische netzgebundene Speichertechnologie ist und auf absehbare Zeit bleiben wird. Dies wird auch bei Betrachtung der weltweiten Zubauten zwischen 2007 und 2017 von rd. 40 GW deutlich (Tabelle 6-1). 95% der in diesem Zeitraum zugebauten Leistungen sind der Pumpspeicherung zuzuordnen.

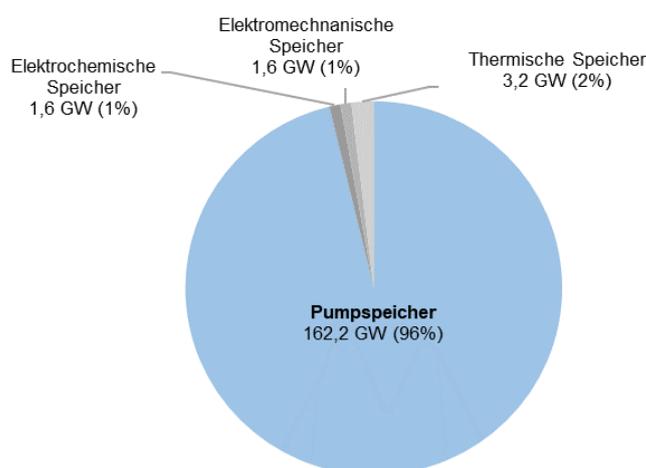


Abbildung 6-1: Aufteilung der weltweit installierten Stromspeicherleistung

Tabelle 6-1: Entwicklung der weltweiten Speicherleistungen 2007 bis 2017 [GW]

	2007	2017	Zubau
Pumpspeicherung	124	162	38
Elektrochemische Speicher	0,1	1,6	1,5
Elektromechanische Speicher	1,3	1,6	0,3

Diese gegenwärtig quantitativ noch nicht bedeutende Rolle alternativer Speichertechnologien lässt sich aus Abbildung 6-2 erklären, die den Reifegrad unterschiedlicher Speichertechnologien darstellt (Auswahl von Speichertechnologien, deren Einsatzbereiche sich potenziell mit denen von Pumpspeicherkraftwerken überschneiden, in Anlehnung an [Moore, 2016]). Daraus ist ableitbar, dass von den hier betrachteten Speichertechnologien ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke als ausgereift angesehen werden können. Vor allem die Power-to-Gas-Techniken, in welche große Zukunftserwartungen (vor allem im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung) gelegt werden, befinden sich aktuell noch im Stadium der Forschung, Entwicklung und Demonstration.

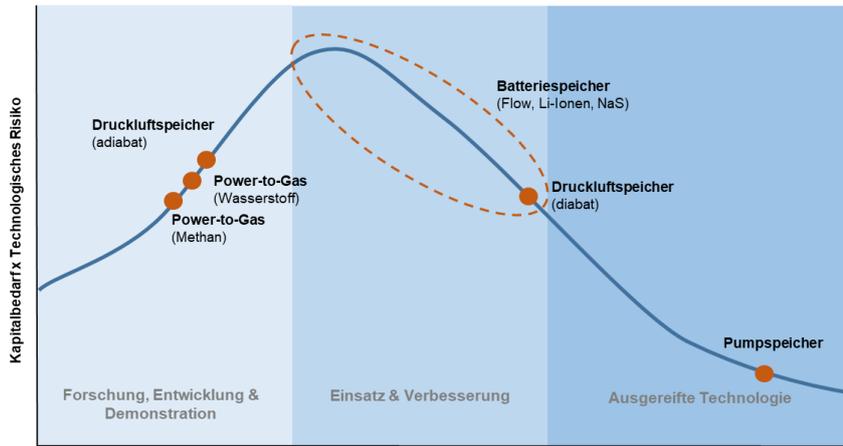
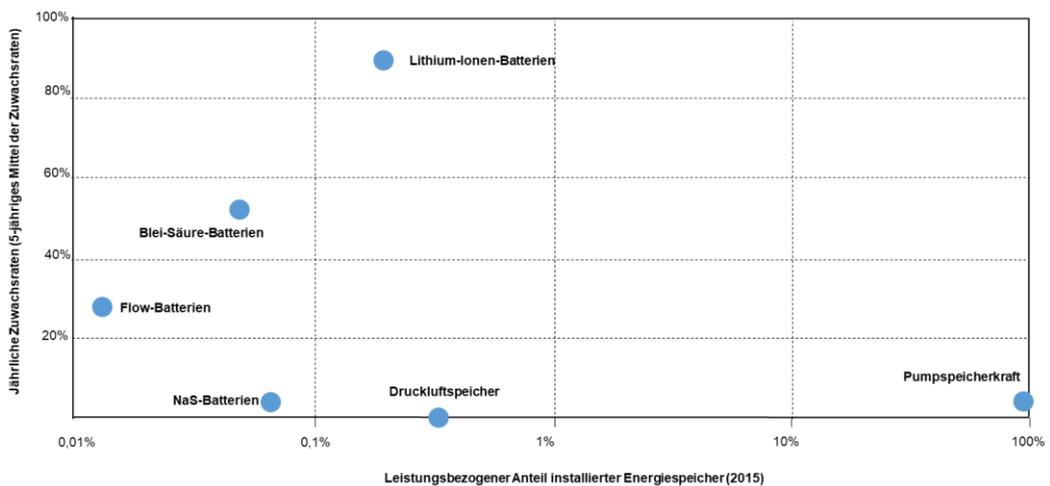


Abbildung 6-2: Reifegrade unterschiedlicher Speichertechnologien

Wenngleich derzeit noch auf vernachlässigbarem quantitativem Niveau zeigt sich dennoch, gerade im Batteriebereich, eine gewisse Dynamik. Abbildung 6-3 zeigt das prozentuelle jährliche Leistungswachstum der in technischem Einsatz stehenden



unterschiedlichen Speichertechnologien (Darstellung in Anlehnung an [FR-ISI, 2015]).

Abbildung 6-3: Weltweiter Anteil und Zubau netzgebundener Energiespeicher (2015)

Vergleicht man nun die typischen Einsatzbereiche dieser Speichertechnologien wird deutlich, dass sich – selbst bei Führung aller Technologien zur Marktreife – in vielen Bereichen keine unmittelbaren Überschneidungen ergeben und sich diese daher im System synergistisch ergänzen werden (siehe Kapitel 6.2). Die meisten heutigen Pumpspeicherkraftwerke werden als Kurz- und Mittelfristspeicher eingesetzt; aktuelle und künftige Anlagenkonzepte sind jedoch bis hin zur Saisonspeicherung konzipiert. Power-to-Gas-Lösungen werden einen wesentlichen Teil, vor allem der Langfristflexibilisierung übernehmen. Geringe elektrische Zykluswirkungsgrade in der Größenordnung von 30% der heute bekannten Technologien lassen den großtechnischen Einsatz für die Energiespeicherung vorerst als problematisch erscheinen. Dezentrale Speicherlösungen (in erster Linie Batteriespeicher) werden auch künftig ihren Einsatzschwerpunkt primär im optimierten Energiemanagement von Gebäuden sowie in Industrie und Gewerbe finden.

Weiters werden sie eine zunehmend wichtiger werdende Stabilisierungsfunktion im Verteilnetz (Spannung, Strom, Leistung) übernehmen.

Batteriespeicher

Wenngleich in der Literatur netzgebundene Batteriespeichersysteme als wichtige zukünftige Speicheroption genannt werden, ist deren gegenwärtiger Einsatz noch verschwindend gering (Abbildung 6-1). Tabelle 6-2 führt die installierten netzgebundenen Leistungen der wichtigsten Batterietechnologien an [FR-ISI, 2015].

Tabelle 6-2: Installierte netzgebundene Batteriespeicheranlagen (2015) [MW]

Batteriespeichertechnologie	Welt	Deutschland
Lithium-Ionen-Batterien	256	8
Blei-Säure-Batterien	83	--
Natrium-Schwefel-Batterien	101	2
Flow-Batterien	19	1

Lithium-Ionen-Batterien (Abbildung 6-4) bestehen aus einer Metalloxid-Kathode (Lithium-dotiert) einer Graphitanode und einem Elektrolyten aus gelösten Lithiumsalzen. Im Ladevorgang werden Lithium-Ionen in den Graphit eingelagert; bei der Entladung in die Kristallstruktur der Kathode. Der Anwendungsbereich liegt in der Kurz- und Mittelfristspeicherung bei sehr hohen Wirkungsgraden (> 80%). Lithium-Ionen-Batterien sind für mobile Anwendungen (Mobiltelefonie, Computer) Standardanwendungen. Stationäre technische Anwendungen bestehen, jedoch sind für einen quantitativ bedeutsamen Einsatz deutliche Verbesserungen hinsichtlich Lebensdauer, Kosten und Betriebssicherheit erforderlich. Im Gegensatz dazu sind **Blei-Säure-Batterien** auch als stationäre Anlagen (vor allem für USV-Anwendungen) seit langem Stand der Technik. Wesentliche Hindernisse für einen quantitativ bedeutenden Einsatz in der gegenständlich diskutierten Stromspeicherung sind die begrenzte Zyklenlebensdauer (500 bis 2.000 gemäß [Fuchs, 2012]) und die gegenüber Lithium-Ionen-Batterien signifikant geringeren Energiedichten.

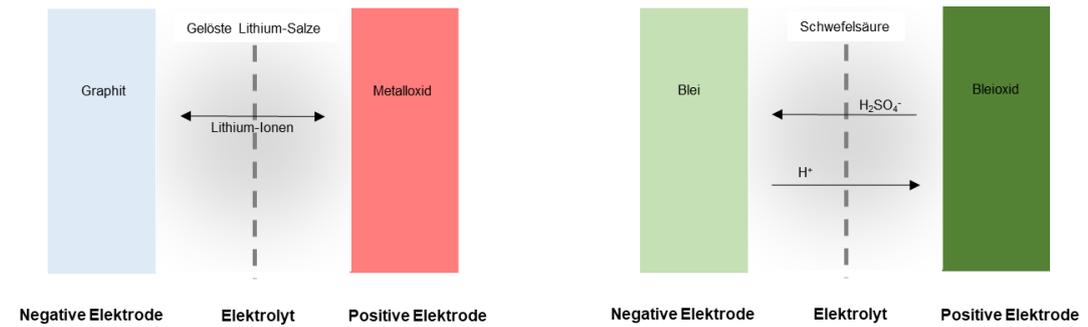


Abbildung 6-4: Prinzip Lithium-Ionen-Batterie (li) / Blei-Säure-Batterie (re)

Im Gegensatz zu Lithium-Ionen- bzw. Blei-Säure-Batterien zeichnen sich Hochtemperaturbatterien durch einen festen Elektrolyten aus. Vertreter dieser Batterien-Technologie sind Natrium-Nickelchlorid und **Natrium-Schwefel-Batterien** (Abbildung 6-5 basierend auf [Fuchs, 2012]). Lade- und Entladevorgänge erfordern zur Herstellung ausreichender Ionenleitfähigkeit die Verflüssigung der aktiven Massen (Natrium, Schwefel) und entsprechend hohe Betriebstemperaturen von 270 bis 350°C. Die hohen Temperaturen können durch Reaktionswärme und Isolierung gehalten werden, weshalb die Eignung derartiger Batterien für eine dauernde Anwendung gegeben ist. Treten längere Betriebsunterbrechungen auf, ist ein Wiederaufheizen erforderlich.

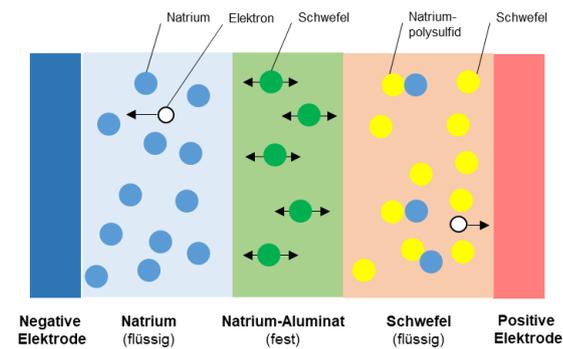


Abbildung 6-5: Hochtemperatur-Batterie (am Beispiel Natrium-Schwefel-Batterie)

Flow-Batterien weisen einen gänzlich anderen Aufbau auf: In einem flüssigen Elektrolyten gelöstes Salz wird in Speichertanks gelagert. Beim Laden bzw. Entladen wird der Elektrolyt durch eine Reaktoreinheit gepumpt, in der der Ladungsaustausch stattfindet. Die Speicherkapazität ist direkt abhängig vom Volumen der Lagertanks.

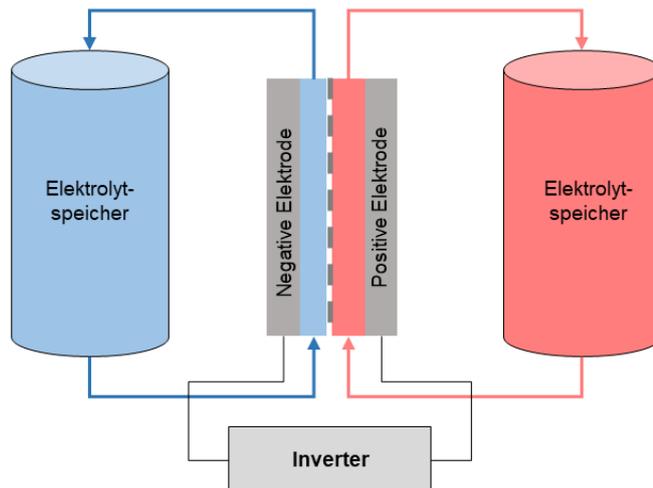


Abbildung 6-6: Prinzip einer Flow-Batterie

Druckluftspeicher (diabat / adiabat)

Druckluftspeicherkraftwerke sind hinsichtlich Leistungsklasse und Speicherdauer vergleichbar mit Pumpspeicherkraftwerken und stellen entsprechend eine potenzielle Alternative zu diesen dar. Grundsätzlich erfolgt eine Unterteilung von Druckluftspeicher- kraftwerken in diabate (CAES Compressed Air Energy Storage) und diabate (AA-CAES Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) Lösungen (Abbildung 6-7).

Großtechnisch umgesetzt sind bislang lediglich zwei diabate Druckluftspeicher (Huntorf/Deutschland sowie McIntosh/Vereinigte Staaten). Im Grundprinzip wird Luft durch einen stromgetriebenen Kompressor zu Druckluft (etwa 70 bar) verdichtet und diese in geeigneten unterirdischen technischen oder geologischen Formationen gespeichert. Eine Nutzung der Kompressionswärme erfolgt nicht. Die Wieder-Verstromung erfolgt durch gemeinsame Zuführung der Druckluft und Erdgas zu Gasturbinen. Der wesentliche Nachteil diabater Druckluftspeicher liegt in den hohen Verlusten (Wirkungsgrad der Anlage in Huntorf 42%, McIntosh 54%), die Folge der Nichtnutzung der Kompressionswärme und des dadurch notwendigen Einsatzes von Erdgas als Brennstoff (um Vereisungen vorzubeugen) sind. Diesem Nachteil soll bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken durch Zwischenspeicherung der Kompressionswärme und Nutzung dieser zur Erwärmung der Druckluft bei der Verstromung (und damit einhergehend ohne Erfordernis eines Einsatzes von Erdgas) begegnet werden. Erwartet werden Wirkungsgrade von 70%. Adiabate Druckluftspeicher stehen nach wie im Entwicklungsstadium; eine großtechnische Markteinführung ist derzeit noch nicht absehbar.

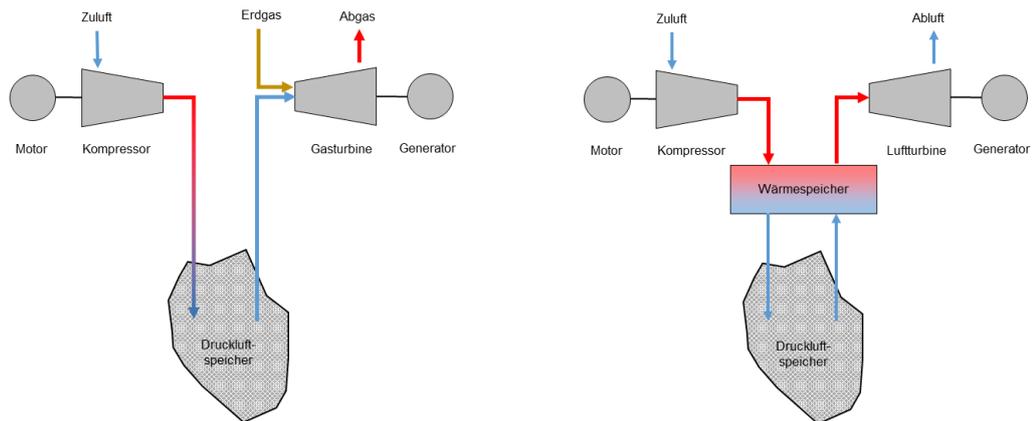
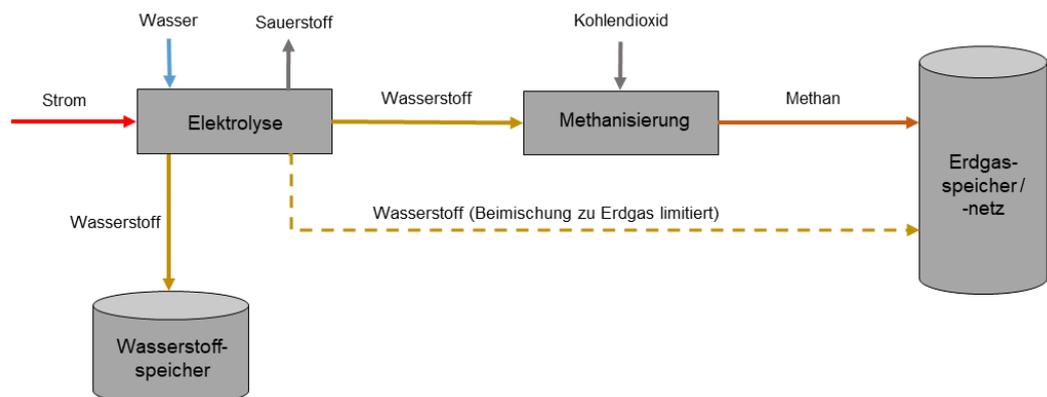


Abbildung 6-7: Funktionsprinzip Druckluftspeicher (li: CAES / re: AA-CAES)

Power-to-Gas

Die Aufgabe der Speicherung und Verschiebung großer Energiemengen können entsprechend dem gegenwärtigen Diskussionsstand Power-to-Gas-Systeme wahrnehmen, die über lange Zeiträume Überschussstrom aufnehmen und diesen (in Form von Wasser-



stoff oder Methan) im Gasnetz selbst oder in Gasspeichern speichern (Abbildung 6-8).

Abbildung 6-8: Grundprinzip von Power-to-Gas

Power-to-Gas-Systeme unterscheiden sich vor allem dahingehend, ob Wasserstoff (Elektrolyse) oder Methan (Elektrolyse und Methanisierung) als Speichermedium dient. Dies ist insofern relevant, als die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas lediglich bis zu festgelegten Zumischgrenzen möglich ist. In [Dehli, 2014] wird ausgeführt, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur für 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas geeignet ist, wobei allerdings darauf hingewiesen wird, dass Gasturbinen (in Gaskraftwerken bzw. in Verdichterstationen) z.T. geringere Wasserstofftoleranzen aufweisen und Beimischungen zwischen 5 und 10 Vol.-% Umrüstungen erforderlich machen würden.

Der Prozesswirkungsgrad (Elektrolyse – Methanisierung – Speicherung – Verstromung) hängt maßgeblich von den Einzelwirkungsgraden der Prozesse ab, die erhebliche Schwankungsbreiten aufweisen (Abbildung 6-9 auf Basis [Schnurbein, 2012]). Im Vergleich zum Wirkungsgrad des Zyklus bei Pumpspeicherkraftwerken ist die Prozesskette Power-to-Gas-to-Power mit außerordentlich geringen Wirkungsgraden behaftet.

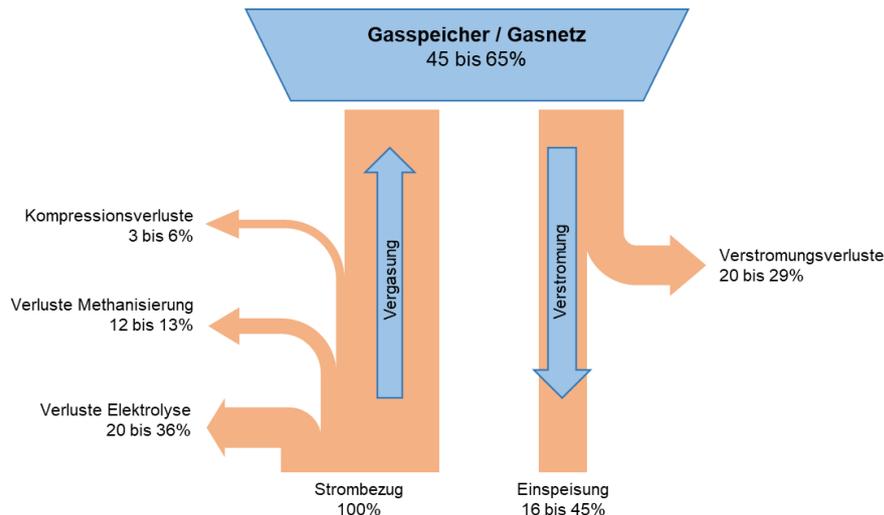


Abbildung 6-9: Verluste entlang der Prozesskette Power-to-Gas-to-Power

Dieser Effizienznachteil wird jedoch durch die enormen gegenwärtig bereits verfügbaren Speicherkapazitäten wettgemacht. Allein die bestehende Speicherkapazität der Erdgasinfrastruktur in Deutschland beläuft sich auf 220 TWh¹²⁸ [Schumann, 2014] und ist damit um ein Vielfaches größer als die Speicherkapazität aller Wasserspeicher in den Alpenstaaten. Damit ist die Power-to-Gas-Technik prädestiniert dafür, zukünftig anfallende Stromüberschüsse in quantitativ großem Ausmaß zu speichern (TWh-Bereich). Für den kurz- und mittelfristigen Ausgleich von Last und Stromerzeugung weisen Wasserkraftspeicher die weitaus vorteilhafteren Wirkungsgrade auf. Das Ausmaß, in dem Langzeitspeicher in relevantem Ausmaß zukünftig tatsächlich benötigt werden, hängt im Wesentlichen vom zukünftigen Kraftwerkportfolio (und damit stark von zukünftigen regulatorischen Eingriffen in den Strommarkt) ab. Verfügt dieses über ein ausreichend großes Portfolio an flexibel einsetzbaren Gas- und Biomassekraftwerken, kann der Langzeitspeicherbedarf auch bei länger anhaltender Niedrigerzeugung von Strom aus Windkraft und Photovoltaik geringgehalten werden bzw. treten Zeiten mit hohen Stromüberschüssen vergleichsweise selten auf. Langfristig und bei Auftreten sehr hoher Stromüber- und -unterschüsse können sich Wasserkraftspeicher für die kurz- und mittelfristige Speicherung mit Power-to-Gas-Anlagen für die langfristige Speicherung ergänzen. Dies vor allem auch deshalb, da Power-to-Gas-Konzepte nicht zwingend die Rückverstromung vorsehen, sondern Gas anderweitig (Wärmegewinnung, Kraftstoff) Verwendung finden kann (Sektor-Kopplung, Abbildung 6-10).

¹²⁸ Wert für Erdgas (d.h. überwiegend CH₄)

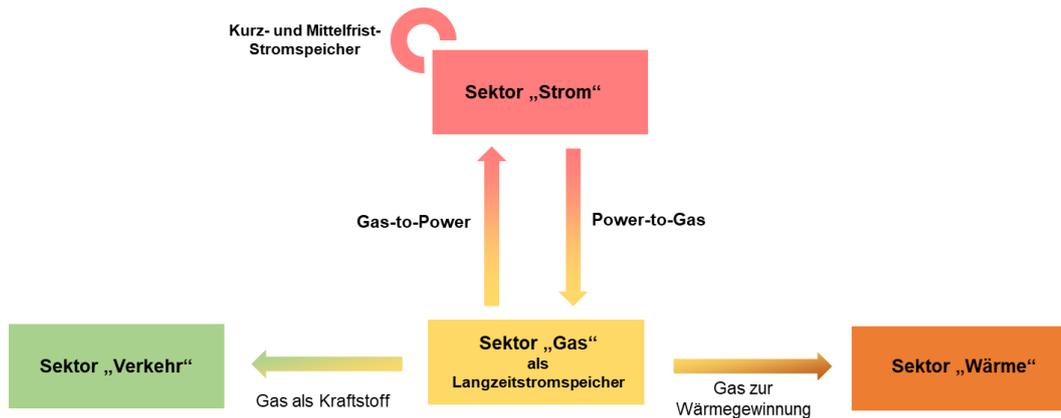


Abbildung 6-10: Sektorkopplung (vereinfacht)

6.2. Speichertechnologien im Vergleich

In Tabelle 6-3 werden die vorstehend erläuterten, unterschiedlichen Speichertechnologien hinsichtlich wichtiger technischer Kenngrößen vergleichend dargestellt. Daraus wird deutlich, dass Pumpspeicherkraftwerke – wie keine andere Speichertechnologie – in der Lage sind größte Leistungen, hohe Lebensdauern (sowohl kalendarisch als auch zyklisch) und hohe Wirkungsgrade mit schnellen Reaktionszeiten zu vereinen und überdies bereits seit langem technisch ausgereift sind. Gerade Batteriespeichersysteme, die dezentral, vor allem im Energiemanagement von Gebäuden, in Industrie und Gewerbe sowie im Verteilnetz, eine zunehmend wichtige Stabilisierungsfunktion übernehmen, sind durch vergleichsweise kurze kalendarische Lebensdauern bzw. geringe Zykluslebensdauern gekennzeichnet, was sich deutlich in deren Wirtschaftlichkeit niederschlägt (siehe Levelised Cost of Storage, Abbildung 6-11 auf Basis [WEC, 2016]). Druckluftspeicher konnten und können sich bislang aufgrund des vergleichsweise geringen Wirkungsgrades (im Besonderen CAES) aber vor allem aufgrund noch nicht gelöster technischer Problemstellungen (AA-CAES) nicht als Alternative durchsetzen bzw. trotz jahrelanger intensiver Bemühungen nicht die Marktreife erlangen (Kapitel 6.1). Entsprechend den von ENTSO-E entwickelten Szenarien werden zukünftig Power-to-Gas-Lösungen eine wesentliche Funktion im defossilisierten Energiesystem übernehmen. Dies jedoch vor allem in der Sektorkopplung, wie in Abbildung 6-10 dargestellt, und aufgrund der geringen Zykluswirkungsgrade und nach wie vor sehr hohen Kosten (Abbildung 6-11) weniger in der Speicherung und Rückverstromung (Power-to-Gas-To-Power).

Tabelle 6-3: Technischer Vergleich unterschiedlicher Speichertechnologien¹²⁹

Speicher	A	B	C	D	E	F	G
Pumpspeicher	bis >1.000	75 - 82% ^I	0,2 - 2 ^{II}	0,1 - 0,2 ^{II}	>80 Jahre Zyklen nicht begrenzt	<sec - min	Frequenzregelung Spannungsregelung Spitzenlastregelung Lastausgleich / Reserve Schwarzstart

¹²⁹ I: Typischer Bereich / Wert

II: [WEC, 2016]

III: Referenzanlagen Huntorf 42% und McIntosh 54%

IV: im Falle der Rückverstromung (abgeleitet aus Abbildung 7 9)

V: Bei 200 bar

Speicher	A	B	C	D	E	F	G
Li-Ionen	bis 100 ^{II}	80 - 95 ^{II}	200 - 400 ^{II}	1.300 - 10.000 ^{II}	bis 10.000 Zyklen ^{II}	<sec	Frequenzregelung Spitzenlastregelung Lastausgleich
Pb-Säure		80 - 90 ^{II}	50 - 80 ^{II}	90 - 700 ^{II}	5 - 15 Jahre ^I		
NaS		70 - 90 ^{II}	150 - 300 ^{II}	120 - 160 ^{II}	bis 4.500 Zyklen ^{II}		
Flow		60 - 85 ^{II}	20 - 70 ^{II}	0,5 - 2 ^{II}	>10.000 Zyklen ^{II}		
CAES	bis 1.000 ^{II}	40 - 55 ^{III}	k.A.	0,2 - 0,6 ^{II}	20 bis 40 Jahre / Zyklen nicht begrenzt	min	Frequenzregelung Spannungsregelung Spitzenlastregelung Lastausgleich / Reserve Schwarzstart
AA-CAES		bis 70 ^{II}	2 - 6 ^{II}				
PtG (H ₂)	bis 100 ^{II}	30 - 60 ^{IV}	600 ^{III, V}	0,2 - 20 ^{II}	Bis 30 Jahre / Zyklen nicht begrenzt	sec - min	Saisonalspeicherung Sektorkopplung
PtG (CH ₄)		16 - 45 ^{IV}	1.800 ^{III, V}				

A: Realisierbare Leistungen [MW] // B: Gesamtwirkungsgrad [%] // C: Energiedichte [Wh/l] // D: Leistungsdichte [W/l] // E: Kalendarische Lebensdauer [a] bzw. Zyklenlebensdauer [-] // F: Reaktionszeit // G: Wichtigste Anwendungsfelder

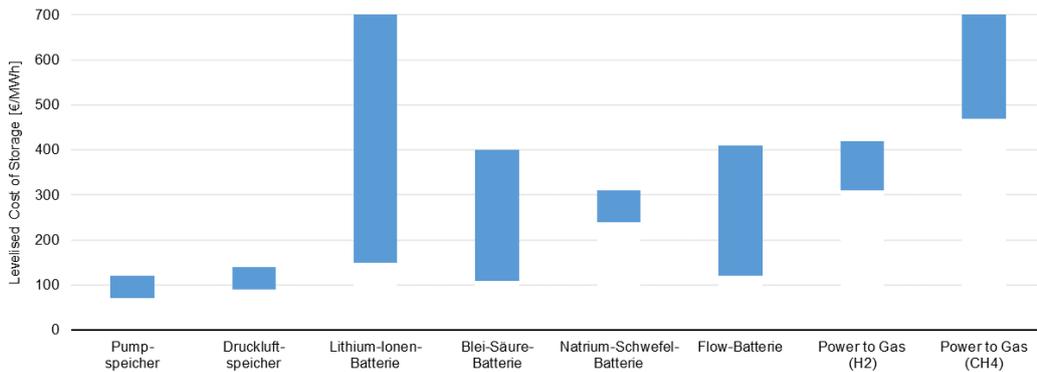


Abbildung 6-11: Levelised Cost of Storage¹³⁰

¹³⁰ Die hier dargestellten Levelised Cost of Storage (LCOS) basieren auf [WEC, 2016] und berücksichtigen sowohl Investitionen, fixe und variable Betriebskosten, technische Lebensdauer als auch die Kapitalverzinsung. Im Gegensatz zu den in der Literatur vielfach verwendeten Vergleichsgrößen, wie Leistungsinstallationskosten und Energieinstallationskosten, die auf die Investition abzielen, werden mit dem LCOS auch Betrieb und Lebensweg der technischen Anlage mitberücksichtigt.

6.3. Innovative Kombinationslösungen

6.3.1. Kombination von Batteriespeicher mit einem bestehenden Laufwasserkraftwerk

Das Kraftwerk Wallsee-Mitterkirchen ist ein 1968 in Betrieb genommenes Laufwasserkraft an der österreichischen Donau. Das Kraftwerk verfügt über eine Leistung von 210 MW bei einem Arbeitsvermögen von rd. 1,3 TWh/a. Die sechs Kaplan-Turbinen im Kraftwerk sind vertikal angeordnet [VERBUND, 2019].

Das bestehende Laufwasserkraftwerk stellt Primärregelleistung zur Ausregelung von Frequenzabweichung (siehe Kapitel 4.2) von 4 MW je Maschinensatz zur Verfügung. Durch Integration eines Großbatteriespeichers soll erreicht werden, dass zukünftig ein Großteil der Primärregelleistung durch die Batterieanlage (8 MW, Lithium-Ionen-Batterie) und nicht mehr durch die Maschinensätze erbracht wird. Der Einsatz der Maschinensätze zur Primärregelung ist nur mehr bei großen Frequenzabweichungen vorgesehen. Wesentliches Ziel der geplanten Maßnahme (Umsetzung in 2019) ist die Reduktion der Verstellbewegungen der Maschinensätze und die Schonung der Bauteile.

6.3.2. Kombination von Pumpspeicherkraftwerk und Batterie

Eine Kombination einer bestehenden Pumpspeicherkraftwerksgruppe mit einem Batteriespeicher erfolgte 2018 durch Engie Deutschland [ENGIE, 2018]. Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke Reisach und Tanzmühle der Kraftwerksgruppe Pfreimd (Oberpfalz, Bayern) wurden um eine Batterieanlage ergänzt, wodurch die Speicherkapazität der Speichergruppe um 2% und die Leistung um 9% auf knapp 150 MW erhöht werden konnte (Tabelle 6-4).

Tabelle 6-4: Kennzahlen der kombinierten Pumpspeicher- und Batterie-Anlage Pfreimd

Ein- und Ausspeiseleistung der Pumpspeicherkraftwerksgruppe [MW]	137
Ein- und Ausspeiseleistung des Batteriespeichers [MW]	12,5
Speicherkapazität Pumpspeicherkraftwerke [MWh]	600
Speicherkapazität Batteriespeicher (Begin of Life) [MWh]	13
Anzahl an Speicherzyklen pro Jahr [--/a]	400

Pumpspeicher und Batteriespeicher werden parallel zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserveleistung eingesetzt bzw. bilden ein gegenseitiges Backup. Zentraler Bestandteil des Batteriespeichers sind knapp 40.000 in Reihen- und Parallelschaltung angeordnete Lithium-Ionen-Batterien, die in 180 Schränken zusammengefasst sind. Der Vorteil der Batteriespeicheranlage ist die extrem schnelle Regel- und Startzeit (innerhalb von Sekunden).

Generell kann sich eine Kombination von Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern als sehr vorteilhaft erweisen, wenn in kurzen zeitlichen Abständen häufige Lastwechsel (Stromerzeugung – Stromentnahme) bei vergleichsweise geringen Leistungen erforderlich werden (Lastspiel um den Leistungsnullpunkt). In solchen Fällen können Batteriespeicher dafür eingesetzt werden, diese Lastwechsel zu fahren, wodurch die maschinelle Einrichtung des Pumpspeicherkraftwerkes geschont wird. Damit verbunden ist die Erwartung positiver Effekte auf Lebensdauer und Revisionsabstände.

7. Verzeichnisse

7.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Vision: Netto-Nullemission an Treibhausgasen bis 2050	5
Abbildung 1-2: Zeitliche Einsatzbereiche von Flexibilitätsleistungen der Wasserkraft	7
Abbildung 2-1: Emissionsreduktionsziele der Europäischen Union	14
Abbildung 2-2: Vision: Netto-Nullemission an Treibhausgasen bis 2050	15
Abbildung 2-3: Vier Phasen der Energiewende	16
Abbildung 2-4: Verteilung der Treibhausgasemissionen im Sektor „Energie“	17
Abbildung 2-5: ENTSO-E-Szenarien (2030/2040)“	19
Abbildung 2-6: Szenarien für die Stromerzeugung ENTSO-E (2030/40) [TWh]	20
Abbildung 2-7: Transformationspfade der Stromerzeugung (ENTSO-E-Szenarien)	21
Abbildung 2-8: Jahresstromerzeugung bezogen auf die installierte Kraftwerksleistung	22
Abbildung 2-9: Änderungen der Kraftwerksleistungen (2013/17) innerhalb von ENTSO-E	22
Abbildung 2-10: Prognostizierte Windkraftleistung in den Alpenstaaten bis 2040	24
Abbildung 2-11: Prognostizierte Photovoltaikleistung in den Alpenstaaten bis 2040	24
Abbildung 2-12: Kraftwerksleistungs-Szenarien (Kohle, Kernkraft, Gas) bis 2040 [GW]	25
Abbildung 2-13: Nationale Ziele für den Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch	30
Abbildung 3-1: Windkraftleistung in Deutschland 2016 (Stundenwerte)	33
Abbildung 3-2: Windkrafteinspeisung europäischer Staaten 2016 (Stundenwerte)	34
Abbildung 3-3: Stromeinspeisung aus Wind und Photovoltaik (Winterwoche, D)	34
Abbildung 3-4: Stromeinspeisung aus Wind und Photovoltaik (Sommerwoche, D)	35
Abbildung 3-5: Viertelstundenleistungen (Photovoltaik und Wind, Deutschland 2017)	36
Abbildung 3-6: Flexibilitätsherausforderungen durch Wind- und Photovoltaikstrom	36
Abbildung 3-7: Wirkungspfade volatiler erneuerbarer Energien im Stromsystem	37
Abbildung 3-8: Merit-Order-Effekt (Preissenkung durch Wind und PV)	38
Abbildung 3-9: Elemente des Strommarktes	38
Abbildung 3-10: Größenordnung einer verminderten Erneuerbaren-Stromerzeugung	39
Abbildung 3-11: Dauerlinie der Residuallast in Deutschland (li) und Österreich (re)“	40
Abbildung 3-12: Zusammenhang zwischen Spotmarktpreisen und Residuallast	41
Abbildung 3-13: Residuallastgradient bei unterschiedlichen Erneuerbaren-Anteilen	41
Abbildung 3-14: 99,9%-Perzentil der stündlichen Residuallastrampen	43
Abbildung 4-1: Flexibilitätsoptionen in unterschiedlichen Residuallastsituationen	46
Abbildung 4-2: Mögliche Außerbetriebnahmen von thermischen Kraftwerken bis 2025	47
Abbildung 4-3: Arten der Regelleistung	48
Abbildung 4-4: Zeitliche Abfolge des Einsatzes von Regelenergie	49
Abbildung 4-5: Wesentliche Einflussgrößen auf den zukünftigen Stromspeicherbedarf	50
Abbildung 4-6: Anteil des temporären Überschusses aus Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik als negative Residuallast am Beispiel Deutschland (li) und Österreich (re) [Bauhofer, 2019]	51
Abbildung 4-7: Einfluss der Erneuerbaren-Abregelung auf den Stromspeicherbedarf	53
Abbildung 4-8: Zugriffs- und Verschiebedauern unterschiedlicher Lösungen	55
Abbildung 4-9: Jährliche Redispatch-Mengen und -Kosten (Beispiel Deutschland)	58

Abbildung 4-10: Leistungsschwerpunkte der volatilen Erneuerbaren und Wasserkraft	59
Abbildung 4-11: Zentrale Rolle der Alpen für die Erneuerbaren-Integration	60
Abbildung 5-1: Installierte Leistungen ausgewählter Stromerzeugungstechnologien 2017	61
Abbildung 5-2: Jahreserzeugung ausgewählter Stromerzeugungstechnologien 2017	62
Abbildung 5-3: Erzeugung / Leistung der alpinen und der ENTSO-E-Wasserkraftwerke	63
Abbildung 5-4: TOP-Wasserkraftregionen in Europa (inkl. Türkei)	64
Abbildung 5-5: Verteilung der Wasserkraftleistung im Alpenraum	65
Abbildung 5-6: Verteilung des Arbeitsvermögens der Wasserkraft im Alpenraum	65
Abbildung 5-7: Zeitliche Einsatzbereiche von Flexibilitätsleistungen der Wasserkraft	68
Abbildung 5-8: Funktionsweise eines Speicherkraftwerkes	69
Abbildung 5-9: Pumpspeicherkraftwerk in Zwei- (li) und Dreimaschinenanordnung (re)	69
Abbildung 5-10: Typischer Wälzwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerkes (Zweimaschinenanordnung)	70
Abbildung 5-11: Funktionsprinzip des hydraulischen Kurzschlusses	72
Abbildung 5-12: Typische Flexibilitätsbereiche unterschiedlicher Maschinenkonzepte	72
Abbildung 5-13: Leistungsband ternärer Maschinensatz (li) und Pumpturbine mit Teillaststabilisation (re)	73
Abbildung 5-14: Leistungskredite unterschiedlicher Stromerzeugungstechniken	74
Abbildung 5-15: Gesicherte Leistung alpiner Wasserkraft und Lasten	75
Abbildung 5-16: Maximale Speicherkapazitäten in den Alpenstaaten [Literaturwerte]	76
Abbildung 5-17: Einsatzbereiche alpiner Pumpspeicherkraftwerke	76
Abbildung 5-18: Energetische Speicherinhalte in Österreich (Wochenwerte in [GWh])	77
Abbildung 5-19: Entwicklung der jahresdurchschnittlichen Spreads [€/MWh]	78
Abbildung 5-20: Rückgang und Verflachung der Tagespreiskurve	79
Abbildung 5-21: Stündliche Verteilung höchster und niedrigster Day-Ahead-Preise	79
Abbildung 5-22: Verschiebung des Pumpprofils bis 2050 (Schweiz)	80
Abbildung 5-23: Möglicher Effekt von Pumpspeicherung auf den Residuallastverlauf	80
Abbildung 5-24: Optimierung thermischer Kraftwerke durch Pumpspeicher	81
Abbildung 6-1: Aufteilung der weltweit installierten Stromspeicherleistung	84
Abbildung 6-2: Reifegrade unterschiedlicher Speichertechnologien	85
Abbildung 6-3: Weltweiter Anteil und Zubau netzgebundener Energiespeicher (2015)	85
Abbildung 6-4: Prinzip Lithium-Ionen-Batterie (li) / Blei-Säure-Batterie (re)	87
Abbildung 6-5: Hochtemperatur-Batterie (am Beispiel Natrium-Schwefel-Batterie)	87
Abbildung 6-6: Prinzip einer Flow-Batterie	88
Abbildung 6-7: Funktionsprinzip Druckluftspeicher (li: CAES / re: AA-CAES)	89
Abbildung 6-8: Grundprinzip von Power-to-Gas	89
Abbildung 6-9: Verluste entlang der Prozesskette Power-to-Gas-to-Power	90
Abbildung 6-10: Sektorkopplung (vereinfacht)	91
Abbildung 6-11: Levelised Cost of Storage	92

7.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Wasserkraft (ab 5 MW) im Alpenraum	7
---	---

Tabelle 2-1: UN-Entwicklungsziele mit Fokus auf Energie und Klimaschutz	12
Tabelle 2-2: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch [%]	13
Tabelle 2-3: Sektorbezogene Emissionssenkungen innerhalb der Europäischen Union	18
Tabelle 2-4: Annahmen in den ENTSO-E-Szenarien (2030/40)	19
Tabelle 2-5: Installierte Leistung an Windkraft in den Alpenstaaten [GW]	23
Tabelle 2-6: Installierte Leistung an Photovoltaik in den Alpenstaaten [GW]	23
Tabelle 2-7: Installierte Kraftwerksleistung Kohle in den Alpenstaaten [GW]	24
Tabelle 2-8: Installierte Kraftwerksleistung Erdgas in den Alpenstaaten [GW]	25
Tabelle 2-9: Installierte Kraftwerksleistung Atomkraft in den Alpenstaaten [GW]	25
Tabelle 2-10: Nationale Ziele für den Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch	29
Tabelle 3-1: Prognosefehler der Wind- und Photovoltaikleistung [% nRMSE]	36
Tabelle 3-2: Kenngrößen der Residuallast [Bauhofer, 2019]	42
Tabelle 4-1: Kurz- und Mittelzeitbereich (Operational Security)	44
Tabelle 4-2: Mittel- und Langzeitbereich (System Adequacy)	45
Tabelle 4-3: Lastmanagementoptionen unterschiedlicher Sektoren (beispielhaft)	53
Tabelle 4-4: Lastmanagementoption Elektromobilität	54
Tabelle 4-5: Technische Flexibilitätspotenziale ausgewählter Prozesse	56
Tabelle 5-1: Wasserkraft (ab 5 MW) im Alpenraum	62
Tabelle 5-2: Laufwasserkraftwerke (ab 5 MW) im Alpenraum	66
Tabelle 5-3: Speicherkraftwerke (ab 5 MW) im Alpenraum	66
Tabelle 5-4: Pumpspeicherkraftwerke (ab 5 MW) im Alpenraum	67
Tabelle 5-5: Einsatzfelder von Wasserkraftanlagen im Stromsystem	67
Tabelle 5-6: Vergleich unterschiedlicher Maschinenanordnungen [Höller, 2016]	70
Tabelle 5-7: Anfahr- und Umschaltzeiten unterschiedlicher Maschinenanordnungen	71
Tabelle 5-8: Maximale und minimale Stundenlast 2017 (Alpenstaaten und ENTSO-E)	74
Tabelle 5-9: Maximale Speicherkapazitäten in den Alpenstaaten [Literaturwerte]	75
Tabelle 5-10: Erneuerbare Stromerzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke	77
Tabelle 5-11: Lastdynamik thermischer Kraftwerke	81
Tabelle 5-12: Einordnung von Systemdienstleistungen	82
Tabelle 6-1: Entwicklung der weltweiten Speicherleistungen 2007 bis 2017 [GW]	84
Tabelle 6-2: Installierte netzgebundene Batteriespeichieranlagen (2015) [MW]	86
Tabelle 6-3: Technischer Vergleich unterschiedlicher Speichertechnologien	91
Tabelle 6-4: Kennzahlen der kombinierten Pumpspeicher- und Batterie-Anlage Pfreimd	93

7.3. Quellenverzeichnis

[AGAW, 2017]

Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft (2017): Status und Zukunft der alpinen Wasserkraft; Studie.

[AGORA, 2019]

Agora Energiewende (2019): Agorameter. https://www.agora-energiawende.de/service/agorameter/chart/power_generation/ (abgerufen am 10.2.2019).

[APG, 2018]

Austrian Power Grid AG (2018): Netzentwicklungsplan 2018; Konsultationsversion.

- [Ausfelder, 2018]
Ausfelder F., Seitz A. & von Roon S. (2018): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie – Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Bericht im Rahmen des Kopernikus-Projektes „SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Verantwortlicher Herausgeber: DE-CHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie.
- [AZE, 2018]
Agencija za Energijo (2018): Report on the Energy-Sector in Slovenia 2017.
- [BAFU, 2018]
Bundesamt für Umwelt (2018): Klimapolitik in der Schweiz – Umsetzung des Übereinkommens von Paris.
- [Banfi, 2017]
Banfi Frost S. (2017): Future Regulation Needs for Swiss Hydropower (2017). In: CEE Inaugural Conference ZHAW „Future Electricity Markets between Liberalization and Regulation“.
- [Bauhofer, 2019]
Bauhofer P. & Zoglauer M. (2019): Wasserkraftspeicher als Enabler der Energiewende. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT 2019. Technische Universität Wien.
- [BFE, 2015]
Bundesamt für Energie (2015): Energiestrategie 2050. Fakten zur Energie Nr. 5.
- [BFE, 2017]
Bundesamt für Energie (2017): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2016.
- [BFE, 2017/2]
Bundesamt für Energie (2017): Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. Synthese.
- [BFS, 2018]
Bundesamt für Statistik, Schweizerische Eidgenossenschaft / www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/energie.html / (Abgerufen am 8.8.2018).
- [BKA, 2018]
Bundeskanzleramt Österreich (2018): Ziele der Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung. In: <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/entwicklungsziele-agenda-2030/> / (abgerufen am 9.2.2019).
- [Blank, 2017]
Blank J. (2017): Märkte für Regelenergie. 30. Volkswirtschaftliches Masterseminar. Technische Universität Kaiserslautern; Fachbereich Wirtschaftswissenschaften.
- [BMNT und BMWVIT, 2018]
Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus & Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (2018): #mission2030. Die österreichische Klima- und Energiestrategie. Wien, Juni 2018.
- [BMU, 2010]
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland. Studie im Auftrag des BMU; Bearbeitende Büros: Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen; Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen der Universität Stuttgart; Hydrotec Ing.-Ges. für Wasser und Umwelt, Aachen; Fichtner GmbH & Co KG, Stuttgart.
- [BMWI, 2010]
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
- [BMWI, 2014]
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier (Grünbuch).
- [BMWI, 2018]
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Die Energie der Zukunft. Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende; Berichtsjahr 2016.
- [BNA, 2017]
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2017): Bedarfsermittlung 2017-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom.

- [BNA, 2018]
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2017):
Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal
2017.
- [Brauner, 2014]
Brauner G. (2014): Perspektiven 2020 – künftige Herausforderungen an das Energiesystem. In:
AG Flexibilität der Plattform Strommarkt; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- [Brauner, 2016]
Brauner G. (2017): Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Strategien für die Energiewen-
de. 2016 Wiesbaden.
- [Buttler, 2015]
Buttler A., Hentschel J., Kahlert S., Angerer M. (2015): Statusbericht Flexibilitätsbedarf im
Stromsektor. Schriftenreihe Energiesystem im Wandel – Teil I; Technische Universität Mün-
chen; Lehrstuhl für Energiesysteme.
- [DB, 2017]
Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste (2017): Entwicklung der Stromspeicherkapazi-
täten in Deutschland von 2010 bis 2016. Sachstand; WD 8 – 3000 083/16.
- [DB, 2018]
Deutscher Bundestag; Wissenschaftliche Dienste (2018): Aktuelle Klimaschutzziele auf interna-
tionaler, europäischer und nationaler Ebene. Sachstand.
- [Dehli, 2014]
Dehli M. (2014): Power-to-Gas – Speicherung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanla-
gen in der Erdgasinfrastruktur. Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüster e.V.;
Almanach 2014.
- [DFBEW, 2018]
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (2018): Der Strommarkt in Frankreich. Ba-
rometer, Stand: November 2018.
- [DFBEW, 2018/2]
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (2018): Planungsinstrumente der französi-
schen Klimaschutzpolitik bis 2028: die mehrjährige Programmplanung für Energie (PPE) und
die nationale Dekarbonisierungsstrategie (SNBC).
- [DENA, 2008]
Deutsche Energie-Agentur (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energie-
politischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombe-
zug von Pumpspeicherkraftwerken – Abschlussbericht.
- [DENA, 2014]
Deutsche Energie-Agentur (2014): Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässig-
keit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.
- [DENA, 2015]
Deutsche Energie-Agentur (2015): Der Beitrag von Pumpspeicherkraftwerken zur Netzstabilität
und damit zur Versorgungssicherheit – Ergebnisrapport.
- [DENA, 2016]
Deutsche Energie-Agentur (2016): Roadmap Demand Side Management – Industrielles Last-
management für ein zukunftsfähiges Energiesystem.
- [DENA, 2016/2]
Deutsche Energie-Agentur (2016): Analyse: Momentanreserve 2030. Endbericht.
- [DOE, 2018]
U.S. Department of Energy (2018): DOE Global Energy Storage Database /
<http://www.energystorageexchange.org/> (abgerufen am 22.8.2018).
- [E-Control, 2017]
Energie-Control Austria (2017): Statistikbroschüre 2017.
- [E-Control, 2017/2]
Energie-Control Austria (2017): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom.
- [E-Control, 2018]
Energie-Control Austria (2018): Statistikbroschüre 2018.

- [EC, 2011]
Europäische Kommission (2011): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050.
- [EC, 2018]
Europäische Kommission (2018): Commission welcomes European Parliament adoption of key files of the Clean Energy for All Europeans package. Press release; 13.11.2018
- [EC, 2018/2]
Europäische Kommission (2018): A Clean Planet for all – An European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Communication from the Commission of the European Parliament, the European Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank; 28.11.2018; COM(2018) 773 final.
- [EEA, 2018]
European Environmental Agency (2018): Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2016 and inventory report 2018.
- [EFZN, 2013]
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Abschlussbericht; FA 43/12; Goslar.
- [ENGIE, 2018]
ENGIE Deutschland GmbH (2018): Batteriespeicher - Regelenergie für die Netzstabilität Energien. <https://www.engie-deutschland.de/content/documents/Broschueren/ENGIE-Deutschland-GmbH/ENGIE-Broschuere-Kraftwerksgruppe-Pfreimd-Batteriespeicher.pdf> / (Abgerufen am 27.10.2018).
- [ENTSO-E, 2017]
European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): Mid-Term Adequacy Forecast – 2017 Edition.
- [ENTSO-E, 2017/2]
European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): Regional Investment Plan 2017 – Continental Central South.
- [ENTSO-E, 2018]
European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018): TYNDP 2018 – Scenario Report; Main Report.
- [ENTSO-E, 2018/2]
European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018): Dataset zum TNDP 2018 – Scenario Report; <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/> / (Abgerufen am 9.8.2018).
- [ENTSO-E, 2018/3]
European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018): Statistical Factsheet 2017.
- [ENTSO-E, 2018/4]
European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018): Electricity in Europe 2017 – Synthetic overview of electric system consumption, generation and exchanges in 34 European countries.
- [Eßer, 2016]
Eßer A. (2016): Negative Preise und (k)ein Ende?. In: Aktuelle Fragen der Direktvermarktung.
- [EU, 2013]
Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. April 2013 zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009.
- [EURELECTRIC, 2018]
Union of the Electricity Industry (2018): Facts of Hydropower in the EU. Factsheet.
- [EUROSTAT, 2018]
Europäische Union / Eurostat (2018): www.ec.europa.eu/eurostat/ / (Abgerufen am 8.8.2018).

- [Rüdinger, 2014]
Rüdinger A. (2014): Die Energiewende in Frankreich – Aufbruch zu einem neuen Energiemodell. Friedrich Ebert Stiftung. Berlin
- [Fuchs, 2012]
Fuchs G., Lunz B., Leuthold M. & Sauer D. (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität – Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speicherpotenziale. RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe.
- [FR-ISE, 2017]
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2017): Optimaler Mix zwischen PV- und Windstromerzeugung.
- [FR-ISE, 2018]
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2018): Energy Charts; www.energy-charts.de/index_de.htm (Abgerufen am 10.8.2018).
- [FR-ISE, 2018/2]
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2018): Aktuelle Fakten zu Photovoltaik in Deutschland.
- [FR-ISE, 2018/3]
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2018): Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2017.
- [FR-ISI, 2015]
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2015): Gesamt-Roadmap – Stationäre Energiespeicher 2030.
- [FR-IWE, 2011]
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2011): Addendum – Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem.
- [FR-IWE, 2014]
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2014): Roadmap Speicher – Bestimmung des Speicherbedarfes in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.
- [Gaudard, 2014]
Gaudard L. & Romerio F. (2014): The future of hydropower in Europe: Interconnecting climate, markets and policies, *Environmental Science and Policy* 37, 172-181.
- [Gersdorf, 2018]
Gersdorf R. (2018): Redispatch – Sinnvolle Maßnahme in einem funktionierendem Strommarkt. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69. Jg., Heft 4.
- [Geth, 2015]
Geth F., Brijs T., Kathan J., Driesen J., Belmans R. (2015): An overview of large-scale stationary storage plants in Europe: Current status and new developments. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52 (2015).
- [Giasecke, 2005]
Giasecke J. & Mosonyi E. (2005): *Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb*. 4. Auflage; Springer Verlag Berlin Heidelberg.
- [Hecker, 2015]
Hecker C., Zauner E., Pellingner Ch., Carr L. & Hötzl St. (2015): Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa. In: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung. TU Wien.
- [Höller, 2016]
Höller S. & Jaberg H. (2016): Stand der Technik von Pumpspeicheranlagen. In: 14. Symposium Energieinnovation, Graz.
- [HSR, 2017]
HSR Hochschule für Technik Rapperswil, Institut für Energietechnik (2017): Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz / https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/17_Speicherkapazitaet_Erdgas_Schweiz.pdf (Download am 21.08.2018).
- [IAEW, 2014]
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (2014): Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch Pump-

speicherausbau – Potentiale zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit.

- [INES, 2017]
Ministerio dello Sviluppo Economico & Ministerio dell’Ambiente (2017): Italy’s National Energy Strategy 2017.
- [JRC, 2018]
Europäischen Kommission, Joint Research Center (2018): NREAPs and Progress Report – Data Portal / <https://iet.jrc.ec.europa.eu/remea/nreaps-and-progress-reports-data-portal> (abgerufen am 21.11.2018).
- [KEMA, 2015]
KEMA Consulting GmbH – Energy (2015): The hydropower sector’s contribution to a sustainable and prosperous Europe. Main Report.
- [Krüger, 2018]
K. Krüger (2018): Der Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft zur Verfügung gestellt für die Bearbeitung gegenständlicher Studie.
- [Linnemann, 2017]
Linnemann Th. & Vallana G. (2017): Windenergie in Deutschland und Europa – Status Quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität. Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010. In: VGB PowerTech 6/2017.
- [Linnemann, 2018]
Linnemann Th. & Vallana G. (2018): Windenergie in Deutschland und Europa - Status, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Strom. In: Energietechnisches Kolloquium, 19. Juni 2018, RUB, IET Bochum.
- [Lun, 2017]
Lun D. (2017): Eine statistische Betrachtung der Abrufmengen von Sekundär- und Tertiärregelenergie in Österreich. Diplomarbeit; Technische Universität Wien, Institut für Stochastik und Wirtschaftsmathematik.
- [Meusburger, 2014]
Meusburger P. & Werle L. (2014): Pumped Storage Power Plant Obervermuntwerk II – The Hydraulic Machinery. In: 18th International Seminar on Hydropower Plants – Innovation and Development Needs for Energy Systems and Thermodynamics; Wien 2014.
- [Moore, 2016]
Moore J. & Shabani B. (2016): A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies. In: Energies 2016, 9, 674.
- [Müller, 2014]
Müller Th. (2014): Die Rolle von Demand Side Management bei der Systemintegration der erneuerbaren Energien. In: Enersax Konferenz; 3. Dezember 2014.
- [Müller, 2015]
Müller Th. & Brunner Ch. (2015): Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich. In: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung. TU Wien.
- [Neubarth, 2011]
Neubarth J. (2011): Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. In: Energiewirtschaftliche Tagesfrage 61 Jg., Heft 8.
- [NAW, 2017]
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften & Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (2017): Sektorkopplung – Option für die nächste Phase der Energiewende.
- [NEP_DE, 2017]
Netzentwicklungsplan Strom. <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>
- [OE, 2017]
Österreichs E-Wirtschaft (2017): EMPOWERING AUSTRIA - Die Strategie von Österreichs Energie für den Einstieg in eine klimaneutrale Stromversorgung Österreichs.
- [OE, 2018]
Österreichs E-Wirtschaft (2018): Integrierte Klima- und Energiestrategie für Österreich - Anforderungen an eine sichere, saubere und leistbare Energiezukunft aus Sicht von Österreichs E-Wirtschaft. Stellungnahme, 14.2.2018.

- [Ökoinstitut, 2016]
 Öko-Institut e.V. (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen.
- [Popelka, 2016]
 Popelka H. (2016): Energiewende in Europa und Rolle der Übertragungsnetze. In: 14. Symposium für Energieinnovation 2016, Graz.
- [Pöyry, 2018]
 Pöyry Austria GmbH (2018): Wasserkraftpotenzialstudie Österreich – Aktualisierung 2018.
- [R2B, 2014]
 r2b energy consulting GmbH (2014): Endbericht zur Leitstudie Strommarkt; Arbeitspaket: Funktionsfähigkeit EOM & Kapazitätsmechanismen. Köln.
- [RTE, 2018]:
 Réseau de transport d'électricité (2018): Water reserves. In: http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/stock_hydraulique.jsp?sh_ante=0 (Abgerufen am 22.8.2018).
- [Schaffarczyk, 2016]
 Schaffarczyk A. (2016): Einführung in die Windenergietechnik. 2. Auflage. Carl Hanser Verlag München.
- [Schlecht, 2015]
 Schlecht I. & Weigt H. (2015): Linking Europe: The Role of the Swiss Electricity Transmission Grid until 2050. In: Swiss Journal of Economics and Statistics; Vol. 151 (2)
- [Schnurbein, 2012]
 Schnurbein V. (2012): Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen; 62. Jg. (2012) Heft 9.
- [Schumann, 2014]
 Schumann J. (2014): Power to Gas – Herausforderung und Chance für die Erdgasinfrastruktur. In DENA Jahreskonferenz, Berlin 2014.
- [Schusser, 2013]
 Schusser Ch. (2013): Modell zur Ermittlung des Wasserwertes von Speicher- und Pumpspeichieranlagen. Diplomarbeit; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen; Technische Universität Graz.
- [SLO, 2017]
 Government of the Republic of Slovenia (2017): Slovenian Development Strategy 2030.
- [SUREMMA, 2017]
 Neubarth J. (2017): Die Rolle der Speicherkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem. Technischer Bericht C zum Endbericht: Sustainable River Management – Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen.
- [TERNA, 2018]
 Terna S.P.A. (2017): Provisional Data on Operation of the Italian Electricity System 2017.
- [UBA, 2018]
 Umweltbundesamt (*Anmerkung: Deutschland*) (2018): Fact Sheet: EU 2050 strategic vision "A Clean Planet for All"; 10.12.2018.
- [UNFCCC, 2015]
 United Nations Framework Convention on Climate Change (2015): Adoption of the Paris Agreement. 12. Dezember 2015.
- [VERBUND, 2019]
 VERBUND AG (2019): www.verbund.com (abgerufen am 29.1.2019).
- [VSE, 2019]
 Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2019): <https://www.strom.ch/de/energiewissen/produktion-und-handel/produktion-strommix/> (abgerufen am 10.2.2019).
- [WEC, 2015]
 Weltenergieerat – Deutschland e.V. (2015): Potenzial für Demand Side Management der ener-

gieintensiven Industrie in Deutschland – Eine Kostenbetrachtung am Beispiel der Chlor-Alkali-Elektrolyse. Verfasser: F. Holtrup, Berlin.

[WEC, 2016]

World Energy Council (2016): World Energy Resources – E-Storage 2016.

[Zerrahn, 2018]

Zerrahn A., Schill W.-P. & Kemfert C. (2018): On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. In: European Economic Review 2018.

[Zöphel, 2016]

Zöphel Ch. & Müller Th. (2016): Flexibilitätsoptionen am Strommarkt – Eine Analyse zu Hemmnissen und Erlösmöglichkeiten. In: 14. Symposium Energieinnovation. Graz.

7.4. **Abkürzungsverzeichnis**

AGAW	Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft
CAES	Compressed Air Energy Storage
AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
CCS	Carbon Capture and Storage
DG	Distributed Generation
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPEX	European Power Exchange
GCA	Global Climate Action
nRMSE	Normalised Root Mean Square Error
PtG	Power to Gas
ST	Sustainable Transition
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VGB	VGB PowerTech e.V.