

Die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem

zu Endbericht

SuREmMa

Sustainable River Management – Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen

Wien, Juni 2017



Text und Inhalt

Jürgen Neubarth (e3 consult)

Beteiligung

Hansjörg Gober (KELAG Kärntner Elektrizität AG), Bernhard Gotthardt (Salzburg AG), Thomas Höckner (ÖBB Infrastruktur AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG), Daniel Hosp (TIWAG Tiroler Wasserkraft AG), Silvia Humer (ÖBB Infrastruktur AG), Thomas Luschnig (KELAG Kärntner Elektrizität AG), Peter Matt (Vorarlberger Illwerke AG), Rupert Nocker (Salzburg AG), Ludwig Piskernik (ÖBB Infrastruktur AG), Simon Preuschhoff (Vorarlberger Illwerke AG), Robert Reindl (TIWAG Tiroler Wasserkraft AG), Hagen Schmöller (Vorarlberger Illwerke AG), Christoph Wulz (TIWAG Tiroler Wasserkraft AG)

Layout

Jürgen Neubarth (e3 consult)

Zitiervorschlag

Neubarth J. (2017): Technischer Bericht C - Die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem. Ergänzung zu Endbericht: Suremma, Sustainable River Management - Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen. Forschungsbericht, Wien, Innsbruck, 72 Seiten

Projekttitle

SuREmMa – **S**ustainable **R**ivermanagement – **E**nergiewirtschaftliche und **u**mweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender **M**aßnahmen

Projektförderung

Das Projekt wurde innerhalb des österreichischen K1 Zentrums „alpS – Centre for Climate Change Adaptation“ durchgeführt. Das K1 Zentrum alpS ist Teil des Förderprogramms COMET – Competence Centers for Excellent Technologies, gefördert durch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW), sowie durch die Länder Tirol und Vorarlberg. Das COMET Programm wird durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) abgewickelt. Zusätzlich finanziert wurde das Projekt durch Bar- und Eigenleistung der Konsortialpartner KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Österreichs Energie, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH und illwerke vkw.

Projektkonsortium

Das Projektkonsortium bestand aus alpS GmbH, e3 consult und der Universität für Bodenkultur Wien mit dem Institut für Hydrobiologie und Gewässermanagement (IHG) sowie dem Institut für Wasserwirtschaft, Hydrobiologie und konstruktiven Wasserbau (IWHW). Vertreter der Energiewirtschaft waren KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Österreichs Energie, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH und Vorarlberger Illwerke AG. Das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) stand beratend zu Seite.

Projektdate

Projektbeginn: 1.9.2014, Projektende: 31.3.2017

Wissenschaftliche Leitung: Stefan Schmutz, Jürgen Neubarth, Christoph Hauer, Helmut Habersack

Fachliche Unterstützung: Veronika Koller- Kreimel

Steuerungsgruppe: Hansjörg Gober, Bernhard Gotthardt, Franz Greimel, Daniel Hosp, Peter Matt, Rupert Nocker, Ludwig Piskernik, Markus Pflieger, Simon Preuschoff

Projektkoordination: Christin Haida, Katrin Schneider

Projektbearbeitung: Simon Führer, Martin Fuhrmann, Hansjörg Gober*, Bernhard Gotthardt*, Franz Greimel, Christoph Hauer, Melanie Haslauer, Daniel Hosp*, Patrick Holzapfel, Thomas Höckner*, Silvia Humer*, Fabian Jung, Gundula Konrad, Dieter Kreikenbaum, Gernot Ladinig, Thomas Luschnig*, Peter Matt*, Rupert Nocker*, Markus Pflieger*, Jürgen Neubarth*, Otto Pirker, Ludwig Piskernik*, Simon Preuschoff*, Walter Reckendorfer, Robert Reindl*, Hagen Schmöller*, Christoph Wulz*, Bernhard Zeiringer

* Mitglied der Arbeitsgemeinschaft Energiewirtschaft

Inhalt

1	Einleitung und Fragestellung	1
2	Energiepolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	2
2.1	Europäische Klima- und Energiepolitik	2
2.1.1	Ausbau erneuerbarer Energien bis 2050	2
2.1.2	Europäischer Strombinnenmarkt	4
2.2	Herausforderung Systemintegration erneuerbarer Energien	6
2.2.1	Spezifische Erzeugungseigenschaften erneuerbarer Energien	6
2.2.2	Effekte auf den verbleibenden Kraftwerkspark	7
	Reduzierung des Grundlastanteils	9
	Steilere Gradienten der Residuallast	14
	Erhöhung des Regelleistungsbedarfs	14
3	Energiewirtschaftliche Bedeutung von Speicherkraftwerken	17
3.1	Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen Erzeugungsmix	17
3.1.1	Status Quo und Ausbauplanung	17
3.1.2	Vergleich mit anderen europäischen Ländern	21
3.1.3	Beitrag von Speicherkraftwerken für eine sichere Stromversorgung	23
	Glättung residuale Lastkurve und Ausgleich schwankender erneuerbarer Energien	23
	Gesicherte Leistung zur Deckung der Residuallast	24
	Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Netzstabilität	25
	Effiziente 16,7 Hz-Bahnstromversorgung	25
3.2	Marktsegmente für Speicherkraftwerke	27
3.2.1	Day Ahead-Markt	28
3.2.2	Intraday-Markt	32
3.2.3	Regelreservemarkt	34
3.2.4	Bilanzgruppenausgleich	38
3.2.5	Redispatch	39
3.3	Systemrelevante Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken	40
3.3.1	Energie- und volkswirtschaftliche Effekte	41
	Verlust an flexiblen Erzeugungsmengen zum Ausgleich von Lastschwankungen und -gradienten	41
	Verlust an flexibler Erzeugungsleistung zum Ausgleich von Prognoseabweichungen	42
	Erhöhung der Stromgestehungs- und Systemkosten sowie CO ₂ -Emissionen	43
	Zusätzlicher Bedarf an Frequenzumformerkapazitäten im 16,7 Hz-Bahnstromsystem	45
3.3.2	Bedarf an alternativen Flexibilitätsoptionen	45
	Vergleich technischer Kenngrößen	45
	Vergleich ökonomischer Kenngrößen	48

4	Aktuelle und zukünftige Betriebsweise von Speicherkraftwerken	51
4.1	Ex post-Analyse Fallbeispiele	51
4.1.1	Historische Einsatzcharakteristik	52
4.1.2	Historische Sunkcharakteristik	56
4.2	Mittel- und langfristige energiewirtschaftliche Szenarios	61
4.2.1	Marktpreisprognose mittels fundamentaler Strommarktmodelle	61
4.2.2	Detailanalyse Strompreischarakteristik	64
5	Literatur	70

1 Einleitung und Fragestellung

Durch den rasanten Ausbau der schwankenden und nur eingeschränkt prognostizierbaren Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen hat sich das Marktumfeld für den verbleibenden Kraftwerkspark in den vergangenen Jahren deutlich verändert. Dabei sind grundsätzlich zwei Tendenzen zu beobachten: Zum einen werden konventionelle (fossile) Kraftwerke immer häufiger aus dem Markt gedrängt, wodurch deren wirtschaftlicher Betrieb z. T. dauerhaft nicht mehr möglich ist und damit die in der Vergangenheit sicher verfügbare Erzeugungskapazitäten zukünftig nicht oder nur mehr eingeschränkt zur Verfügung stehen werden. Zum anderen steigt der Bedarf an schnell regelfähiger und flexibler Erzeugungsleistung für den Ausgleich der Schwankungen und Prognosefehler der Wind- und Solarstromerzeugung.

Speicherkraftwerke können durch die Sicherstellung der „erneuerbaren“ Stromversorgung bei fehlender oder geringer Wind- und PV-Stromerzeugung sowie ihrer sehr schnell regelfähigen Erzeugung dabei sowohl einen quantitativen als auch qualitativen Beitrag zur Transformation unseres Stromversorgungssystems leisten. Die weitere Entwicklung der Anforderungen an Speicherkraftwerke und damit die energiewirtschaftlich relevanten Effekte möglicher schwall-/sunkbedingter Einschränkungen der flexiblen Betriebsweise ist jedoch von Unsicherheiten gekennzeichnet, die sich u. a. aus dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien auf österreichischer und europäischer Ebene sowie der Marktdurchdringung neuer Speichertechnologien ableiten lassen. Innerhalb des Technischen Berichts C des Projekts *Sustainable Rivermanagement (SuREmMa) - Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen* werden daher die zukünftigen Anforderungen an die Betriebsweise von Speicherkraftwerken unter Berücksichtigung der übergeordneten energie- und klimapolitischer Ziele dargestellt und energiewirtschaftliche Szenarios zur Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen abgeleitet. Dabei werden u. a. die folgenden Fragestellungen adressiert:

- Wie hat sich die Betriebsweise von Speicherkraftwerken in den vergangenen Jahren verändert?
- Welche „Treiber“ stecken hinter möglichen Veränderungen der Betriebsweise von Speicherkraftwerken?
- Welche energiewirtschaftlichen Randbedingungen haben Einfluss auf die zukünftige Betriebsweise von Speicherkraftwerken?
- Welche Szenarios lassen sich aus diesen Randbedingungen für den Zeitraum bis 2050 ableiten?
- Wie sehen Anforderungen für den Einsatz der Speicherkraftwerke unter Berücksichtigung dieser Szenarien aus?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen werden in **Kapitel 2** die übergeordneten energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dargestellt, die Einfluss auf die zukünftige Betriebsweise österreichischer Speicherkraftwerke haben können. Auf die eigentliche energiewirtschaftliche Bedeutung von Speicherkraftwerken wird in **Kapitel 3** eingegangen, in dem die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Erzeugungsmix, die Marktsegmente für Speicherkraftwerke sowie die systemrelevanten Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken dargestellt werden. In **Kapitel 4** erfolgt eine Analyse der aktuellen und zukünftigen Betriebsweise von Speicherkraftwerken anhand der ex post-Betrachtung der Einsatz und Schwallcharakteristik für die im Rahmen des SuREmMa-Projekts definierten Fallbeispiele. Anschließend werden mittel- und langfristige Szenarios zur energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen abgeleitet.

2 Energiepolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die zukünftige energiewirtschaftliche Bedeutung österreichischer Speicherkraftwerke wird entscheidend von den auf EU-Ebene definierten energiepolitischen Rahmenbedingungen in Bezug auf eine weitgehende Dekarbonisierung des Stromerzeugungsbereichs sowie der Integration nationaler Strommärkte zu einem europäischen Strombinnenmarkt bestimmt werden. Vor diesem Hintergrund werden im folgenden Abschnitt die für Speicherkraftwerke besonders relevanten Elemente der europäischen Klima- und Energiepolitik zusammengefasst sowie die Herausforderungen dargestellt, die sich aus der notwendigen Transformation unseres Versorgungssystems zur Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien ergeben.

2.1 Europäische Klima- und Energiepolitik

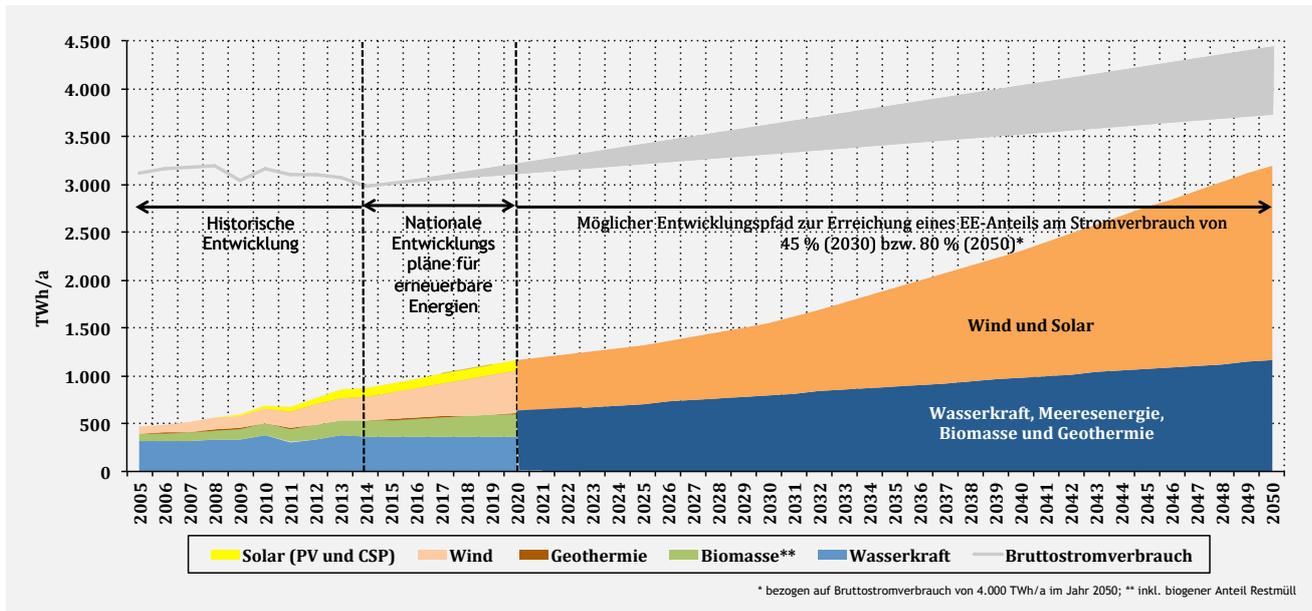
2.1.1 Ausbau erneuerbarer Energien bis 2050

Die Europäische Union hat mit ihren Energie- und Klimapaketen sowie ihrem Fahrplan für eine CO₂-arme Wirtschaft bis 2050 die wesentlichen Randbedingungen für die zukünftige Entwicklung des europäischen und damit auch des österreichischen Energiesystems in Bezug auf Klimaschutz, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Versorgungssicherheit vorgegeben und diese Ziele im Clean Energy Package im November 2016 noch bestärkt. [1], [2], [3]. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird hierbei als wesentlicher Hebel zur langfristigen Reduzierung der Treibhausgasemissionen betrachtet, so dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung innerhalb der EU 28 von rd. 16 % im Jahr 2005 auf 31 bis 34 % bis ins Jahr 2020 erhöht werden soll [4]. Entsprechend den von der EU für 2030 und 2050 geplanten Klimazielen könnte der Anteil erneuerbarer Energien an der europäischen Stromerzeugung bis 2030 auf 45 bis 53% und bis 2050 sogar auf bis zu 80 % ausgebaut werden [3], [5]. Auf Grund der gegenüber Wasserkraft, Biomasse und Geothermie auf europäischer Ebene deutlich höheren Ausbaupotenziale von Wind- und Sonnenenergie werden diese beiden Energiequellen den Zubau erneuerbarer Energien dabei dominieren. Abb. 1 zeigt hierzu die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der EU 28 bis 2014 sowie einen möglichen Entwicklungspfad zur Erreichung der Ausbauziele entsprechend den Zielvorgaben der EU bis 2050.

In Österreich besteht grundsätzlich noch ein vergleichsweise hohes technisch-wirtschaftliches Ausbaupotenzial zur Stromerzeugung aus Wasserkraft (rd. 18 - 20 TWh/a [6]); trotzdem wird auch hier eine deutlich verstärkte Nutzung der Wind- und Sonnenenergie erforderlich werden, wenn eine Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und Importen im Stromsektor oder zumindest das vom ehemaligen Bundeskanzler Faymann formulierte Ziel eines 100 %-Anteils erneuerbarer Energien an der heimischen Stromerzeugung erreicht werden soll.¹ So hat beispielsweise die Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ gezeigt, dass eine bilanzielle Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern im Stromsektor zu einem Anteil der Wind- und Solarenergie an der gesamtösterreichischen Stromerzeugung von etwa 40 % führen würde [7]. Je nach Szenario müssten hierfür etwa 7.000 MW an Windkraftleistung und 17.000 bis 22.000 MW an PV-Leistung in Österreich installiert werden – in Summe also fast das 3-fache der heutigen Lastspitze im öffentlichen Netz.

¹ Rede von Werner Faymann bei Eröffnung UN-Klimakonferenz in Paris (30.11. bis 11.12.2015): <http://unfccc6.metafusion.com/cop21/events/2015-11-30-14-45-leaders-event/his-excellency-mr-werner-faymann-chancellor-of-austria>

Abb. 1: Möglicher Entwicklungspfad des Brutto-Stromverbrauchs und Beitrags erneuerbarer Energien in der EU 28 bis 2050



Quelle: eigene Darstellung auf Datenbasis Eurostat und Europäische Kommission

Konsequenterweise sieht daher bereits der österreichische Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien bis 2020 einen Schwerpunkt im Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vor: Von den nach Brüssel gemeldeten Ausbauzielen von in Summe rd. 2.600 MW sollen 1.800 MW (70%) von der Windkraft und Photovoltaik beigesteuert werden und damit das Ziel der nationalen Energiestrategie erreichen, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von rd. 72% im Jahr 2005 auf knapp 80% im Jahr 2020 zu erhöhen [8], [9]; längerfristige Ausbauziele für erneuerbare Energien wurden auf Bundesebene bisher noch nicht konkret festgelegt.

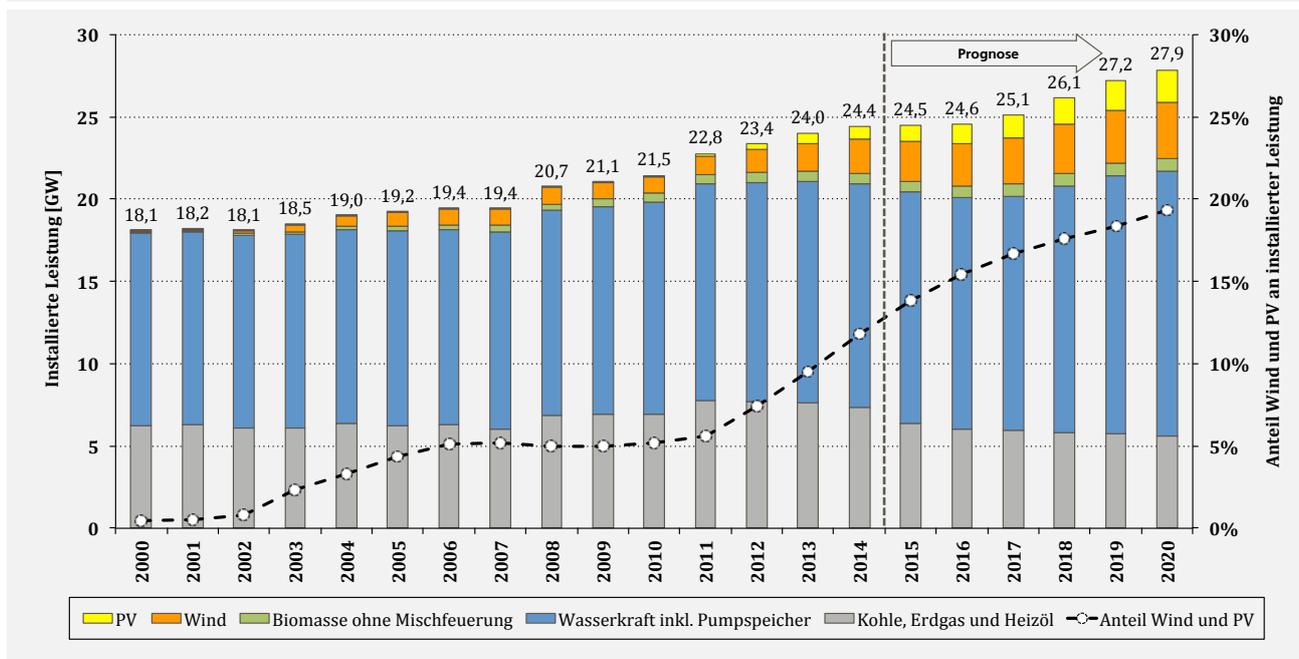
Mit dem Ökostromgesetz 2012 wurde jedoch ein noch ambitionierteres Ausbauziel definiert, bspw. soll die installierte Windkraftleistung von 1.000 MW im Jahr 2010 auf 3.000 MW bis 2020 ausgebaut werden, wobei auf Basis der in Entwicklung befindlichen Projekte sowie der Erwartungen der Windbranche sogar eine Bandbreite zwischen 3.400 und 3.800 MW realistisch erscheint. Auch für die Photovoltaik sind die Erwartungen der Erneuerbaren-Branche etwas optimistischer als das Ausbauziel im Ökostromgesetz 2012 von 1.300 MW bis ins Jahr 2020. Nach einem Zubau von fast 300 MW im Jahr 2013 ist 2014 und 2015 die neu installierte PV-Leistung zwar spürbar auf jeweils 160 MW zurückgegangen; trotzdem erscheint ein Ausbau der Photovoltaik in einen Bereich zwischen 1.600 bis 1.800 MW durchaus möglich. Im Vergleich zur Windkraft und Photovoltaik sind die Ausbaupotenziale der Biomasse stark eingeschränkt, so dass sogar das im Ökostromgesetz 2012 formulierte Ziel eines Zubaus von 200 MW als sehr ambitioniert erscheint. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund einer häufig fehlenden wirtschaftlichen Perspektive bestehender Biomasseanlagen nach Ende der Einspeisetarifförderung.

In Abb. 2 ist hierzu die historische sowie prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft, Photovoltaik und Biomasse in Österreich zwischen den Jahren 2000 und 2020 dargestellt. Zusätzlich zeigt Abb. 2 auch die Entwicklung der installierten Leistung von Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken sowie von fossilen thermischen Kraftwerken². Insgesamt könnte die installierte Erzeugungsleistung in Österreich bis ins Jahr 2020

² Die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken sowie fossiler thermischer Kraftwerke nach 2014 basiert auf den von den österreichischen EVUs öffentlich kommunizierten Ausbau- und Stilllegungsplänen.

auf fast 28.000 MW ansteigen, wobei der Zubau nach 2014 von der Wasserkraft (+800 MW), Windkraft und Photovoltaik (+2.200 MW) sowie von Pumpspeicherkraftwerken (+1.700 MW) bestimmt wird. Umgekehrt wird die installierte fossile Kraftwerksleistung bis 2020 weiter deutlich zurückgehen – die aktuellen Pläne der EVUs gehen hier von rd. 1.700 MW an Kraftwerksstilllegungen aus (inkl. des seit 2015 in Kaltreserve befindlichen Erdgas-GuD-Kraftwerks Mellach).

Abb. 2: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Österreich bis ins Jahr 2020



Quelle: E-Control (<http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik>); Prognose auf Basis Ökostromgesetz und eigener Analysen

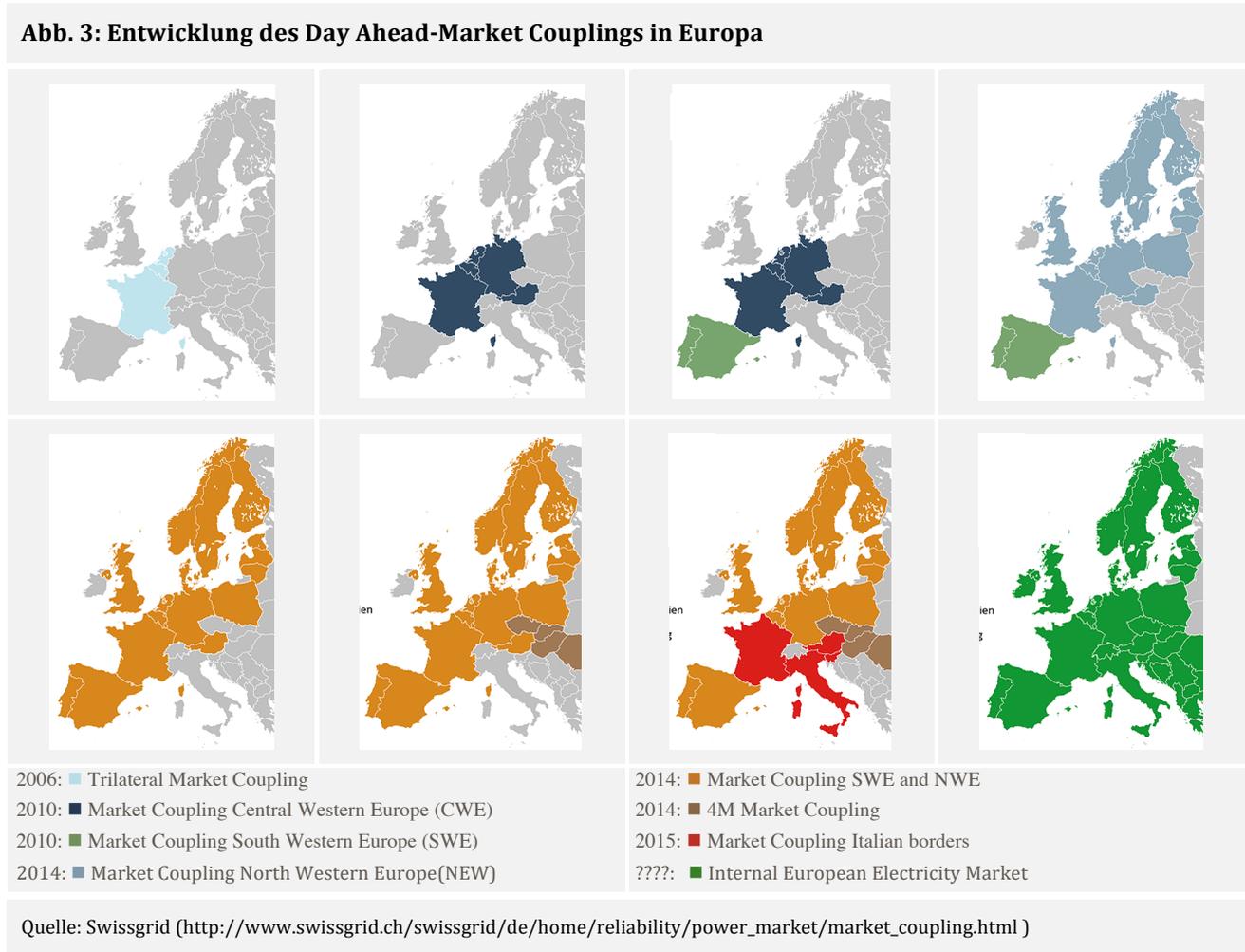
2.1.2 Europäischer Strombinnenmarkt

Neben dem Klimaschutz und dem damit zusammenhängenden Ausbau der erneuerbaren Energien stellt die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes ein weiteres wesentliches Ziel der Energiepolitik der EU dar³. Als unmittelbare Folge der Liberalisierung der vormals monopolistischen Strommärkte sowie der Schaffung von einheitlichen Regularien in der EU verlieren nationale gegenüber grenzüberschreitenden Strommärkten zunehmend an Bedeutung. Österreich und Deutschland bilden heute einen vollständig integrierten Strommarkt; zu den österreichischen Nachbarländern besteht direkt bzw. indirekt eine in Abhängigkeit von den zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten mehr oder weniger starke Kopplung. Damit werden auch die für den Einsatz von österreichischen Speicherkraftwerken relevanten Spot- und Intraday- als auch Regelenergiepreise nicht ausschließlich aus Angebot und Nachfrage in Österreich, sondern aus Angebot und Nachfrage der im europäischen System mit Österreich verbundenen Länder gebildet.

Das Zusammenwachsen der nationalen Märkte zu einem gemeinsamen Strombinnenmarkt wurde insbesondere auch durch Vorgaben zur Marktkopplung (sog. Market Coupling) innerhalb des Dritten Pakets der EU zum Energiebinnenmarkt noch einmal beschleunigt. Market Coupling gewährleistet durch die mit einem Handelsgeschäft unmittelbar verbundene Allokation der zwischen zwei Ländern zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten

³ vgl. u. a. Europäisches Parlament http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/de/displayFtu.html?ftuld=FTU_5.7.1.html

ten in Form einer impliziten Auktion die effizientere Nutzung der Stromnetze und damit einen insgesamt höheren Stromaustausch. Abb. 3 zeigt hierzu die Entwicklung des Market Couplings in Europa seit dem Jahr 2006.



Dem seit 2001 bestehenden gemeinsamen deutsch-österreichischen Marktgebiet droht allerdings eine Auftrennung in eine österreichische und eine deutsche Preiszone⁴. Auf Grund des massiven Ausbaus der Windenergie in Nord- und Ostdeutschland, bei gleichzeitig nur sehr schleppenden Fortschritten beim innerdeutschen Netzausbau, werden zum einen die Stromnetze insbesondere in Polen zunehmend belastet werden und zum anderen steigt der Redispatch- und Reservekraftwerksbedarf zur Netzstabilisierung⁵. Die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) schlägt daher die Trennung der deutsch-österreichischen Preiszone entlang der Staatsgrenze als Lösung zur Reduzierung dieser Probleme vor [10]. In wie weit eine solche Auftrennung jedoch tatsächlich zu einer spürbaren Entlastung der innerdeutschen Netzengpässe bzw. der ungewollten Stromflüsse in Polen führen wird, ist noch Bestandteil kontroverser Diskussionen über die Sinnhaftigkeit des Vorgehens von ACER. Eine Auftrennung des gemeinsamen Marktgebietes wird aktuell für Ende 2018 erwartet. (vgl. u. a. [11]).

⁴ Marktgebiete/Preiszonen orientierten sich in der Vergangenheit entgegen der europäischen rechtlichen Regelungen üblicherweise an Ländergrenzen und nicht an physikalischen Netzengpässen. Besteht zwischen zwei Ländern kein Engpass, bilden diese eine einheitliche Preiszone (bspw. Deutschland und Österreich). Unterschiedliche Preiszonen auf Grund interner Netzengpässe existieren jedoch bereits in Italien, Schweden und Norwegen. Die zweckmäßigen Preiszonen werden aktuell in einem laufenden Prozess im Rahmen der Guideline Capacity Calculation and Congestion Management (CACM) evaluiert und hinsichtlich Netzsicherheit und Markteffizienz bewertet. Ergebnisse werden für 2017/2018 erwartet.

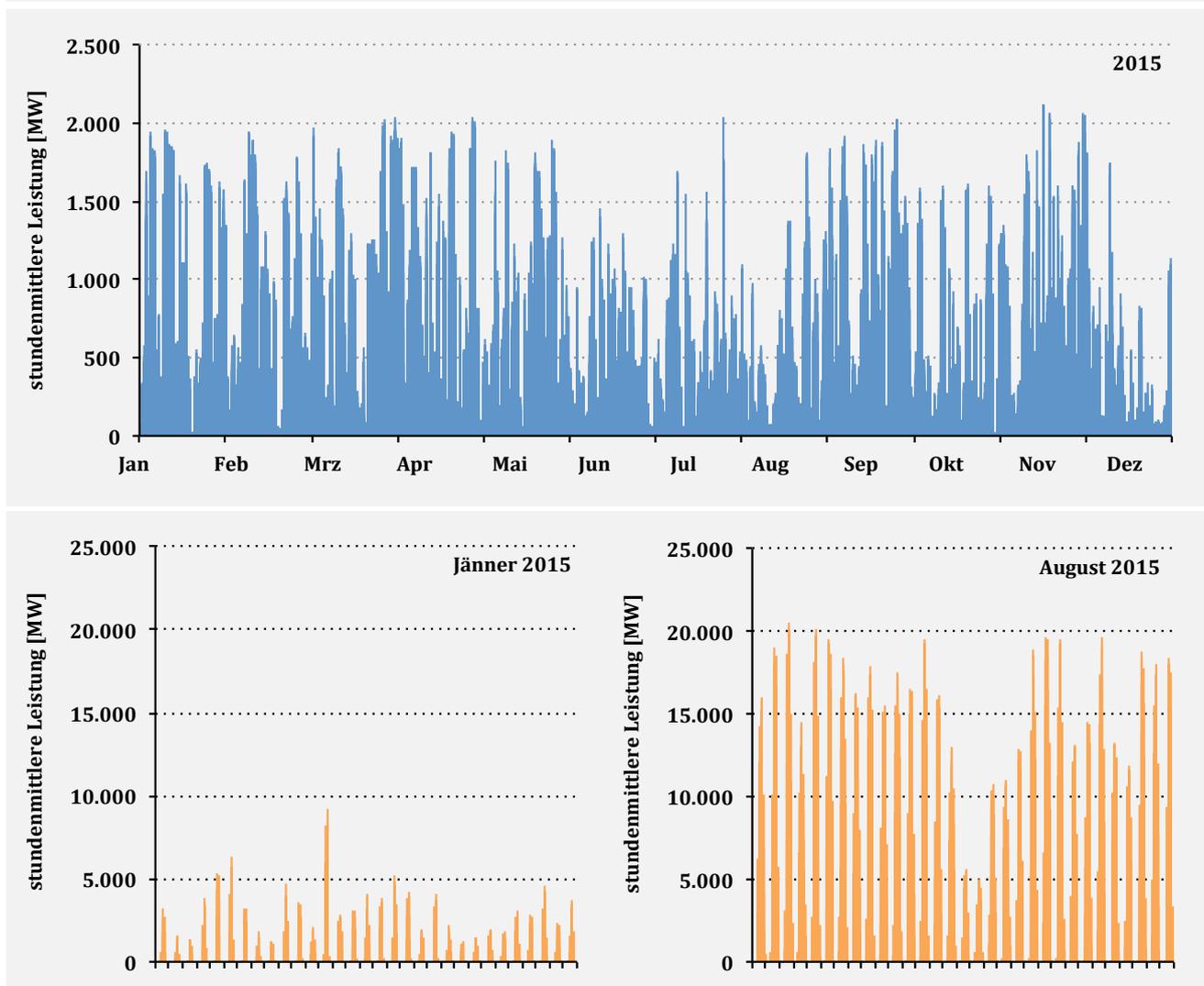
⁵ Redispatch vgl. Abschnitt 3.2.5

2.2 Herausforderung Systemintegration erneuerbarer Energien

2.2.1 Spezifische Erzeugungseigenschaften erneuerbarer Energien

Die im europäischen aber auch deutsch-österreichischen Strommarkt zukünftig tragende Rolle der Wind- und Sonnenenergie ist aus energiewirtschaftlicher Sicht insofern von Relevanz, da diese von allen erneuerbaren Energien die größten Herausforderungen für das bestehende Stromversorgungssystem mit sich bringen. Beide zeigen ausgeprägte Schwankungen im Tages- und Jahresverlauf, eine eingeschränkte Prognostizierbarkeit und häufig eine ungleiche regionale Verteilung. Während die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen vor allem für den Betrieb und Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze relevant ist, haben die technologieimmanenten Schwankungen sowie die Prognosequalität der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien vor allem Auswirkungen auf den verbleibenden Kraftwerkspark. Abb. 4 zeigt hierzu beispielhaft die Stromerzeugung aus Windenergie in Österreich im Jahr 2015 sowie der Photovoltaik in Deutschland in den Monaten Jänner und August 2015.

Abb. 4: Windstromerzeugung Österreich (oben) und Solarstromerzeugung Deutschland (unten) 2015



Daten: APG, deutsche Übertragungsnetzbetreiber (netztransparenz.de)

Im Stunden- und Tagesverlauf sind in Abhängigkeit von den herrschenden Wetter- und Windbedingungen Erzeugungsschwankungen zwischen nahezu 0 und knapp 85 % der installierten Windkraftleistung möglich. Im Monatsverlauf zeigt sich eine höhere Windstromerzeugung während der Wintermonate, wobei innerhalb einzelner Monate Abweichungen zum jeweiligen langjährigen Monatsmittel um bis zu +90/-50% sowie in einzelnen Jahren Abweichungen zum langjährigen Jahresmittel um +/-15% möglich sind. Für die photovoltaische Stromerzeugung sind diese Zusammenhänge grundsätzlich ähnlich gelagert, wobei die deutlich stärker ausgeprägte tageszeitliche und saisonale Erzeugungscharakteristik unmittelbar vom solaren Strahlungsangebot bestimmt wird. Neben der absoluten Schwankungsbreite innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls ist für die Gewährleistung einer ausreichenden Systemstabilität aber auch die Geschwindigkeit dieser Leistungsänderung (sog. Leistungsgradient oder Rampe) von Relevanz. Bspw. wird für das Jahr 2030 die maximale stündliche Leistungsänderung der Windeinspeisung für Deutschland auf bis zu 25% der installierten Leistung aus Winderzeugung abgeschätzt – also auf mehr als 15.000 MW pro Stunde [12]. Als Konsequenz verändert sich damit die Dynamik der vom verbleibenden Kraftwerkspark zu deckenden sog. Residuallast (d. h. gesamte Stromnachfrage abzüglich der Einspeisung nicht steuerbarer Stromerzeugung aus Windkraft, Photovoltaik, Laufwasserkraft und wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmespeicher).

2.2.2 Effekte auf den verbleibenden Kraftwerkspark

Der steigende Anteil der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik zeigt eine Reihe von Effekten auf den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark als auch der bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. So hat das stark schwankende Angebot an Wind- und PV-Strom einen unmittelbaren Einfluss auf die Preisbildung an den Strombörsen (sog. Merit-Order Effekt, vgl. Factbox „Strompreisbildung am Großhandelsmarkt“) und damit auf den Einsatz steuerbarer Erzeugungskapazitäten.⁶ Neben diesen bereits heute deutlich feststellbaren Effekten auf den operativen Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speicher-/Pumpspeicherkraftwerken erfolgt durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien langfristig eine Verdrängung fossiler Kraftwerksleistung oder zumindest Verschiebung thermischer Erzeugungskapazitäten aus dem Grundlast- in den Mittel- und Spitzenlastbereich.

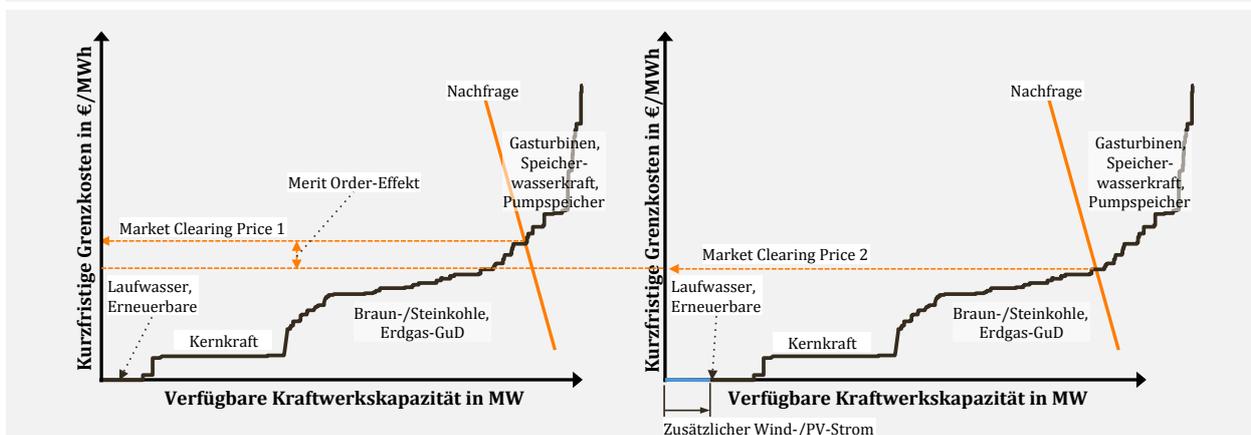
Zusätzlich ist der Erzeugungsbereich auch indirekt durch Wechselwirkungen der erneuerbaren Energien mit dem Übertragungs- und Verteilnetz betroffen. Bspw. kann ein regionaler oder überregionaler Erzeugungsüberschuss zu Netzengpässen führen, so dass die Netzbetreiber bei fehlender Netzkapazität in den planmäßigen Einsatz von konventionellen Kraftwerken aber auch Windkraft- und PV-Anlagen eingreifen müssen (Redispatch bzw. Einspeisemanagement). Im Folgenden werden die für die langfristige energiewirtschaftliche Bedeutung von Speicherkraftwerken besonders relevanten Effekte auf die Verteilung der Lastsegmente im steuerbaren Kraftwerkspark, die Gradienten der Residuallast sowie den Regelleistungsbedarf dargestellt ⁷.

⁶ Neben der Windkraft und Photovoltaik ist auch die Laufwasserkraft grundsätzlich eine nicht steuerbare Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im Gegensatz zu Windkraft und Photovoltaik zeigt die Laufwasserkraft allerdings deutlich geringe zeitliche Schwankungen und ist damit grundsätzlich deutlich leichter planbar und integrierbar. Biomassekraftwerke können hingegen grundsätzlich auch nachfrageorientiert betrieben werden und stehen damit prinzipiell als regelbare Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung. Derzeit werden Biomassekraftwerke jedoch nur in geringem Umfang zur nachfrageorientierten Stromerzeugung und damit Deckung der residualen Last eingesetzt. Zusätzlich zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien stellen auch wärmegeführte KWK-Anlagen eine nicht steuerbare Kraftwerkskapazität dar. Mit einem Wärmespeicher kann die Stromerzeugung jedoch auch in wärmegeführten KWK-Anlagen der residualen Lastkurve in einem gewissen Ausmaß angepasst werden.

⁷ zu Redispatch vgl. Abschnitt 3.2.5

Factbox: Strompreisbildung am Großhandelsmarkt

Die Preisbildung in wettbewerblich organisierten Strommärkten basiert auf dem Ansatz, dass Kraftwerke nur dann betrieben werden, wenn sie mindestens ihre variablen Kosten über den Strompreis decken können. D. h. Kraftwerksbetreiber werden ihre vorhandenen Kapazitäten grundsätzlich zu diesen (kurzfristigen) Grenzkosten im Markt anbieten. Die Angebotskurve im Markt ergibt sich somit aus den nach steigenden Grenzkosten angeordneten verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, der sog. Merit Order. Diese bildet im Wesentlichen die von den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten abhängigen variablen Betriebskosten dieser Kapazitäten aufgetragen über die jeweilige verfügbare Kraftwerkskapazität ab. Da die variablen Kosten der brennstoffunabhängigen erneuerbaren Energien (Wind, Laufwasser und Solar) annähernd bei Null liegen, sind diese in der Merit Order grundsätzlich an erster Stelle gereiht. Innerhalb der erneuerbaren Energien bilden Speicherkraftwerke eine Ausnahme, da sich ihr Einsatz an den Strompreisen im Markt orientiert (Opportunitätskosten) und sie in der Merit Order daher deutlich weiter rechts liegen, als bspw. Laufwasserkraftwerke (Abb. 5).

Abb. 5: Schematische Darstellung der Preisbildung im Strommarkt

Quelle: eigene Darstellung

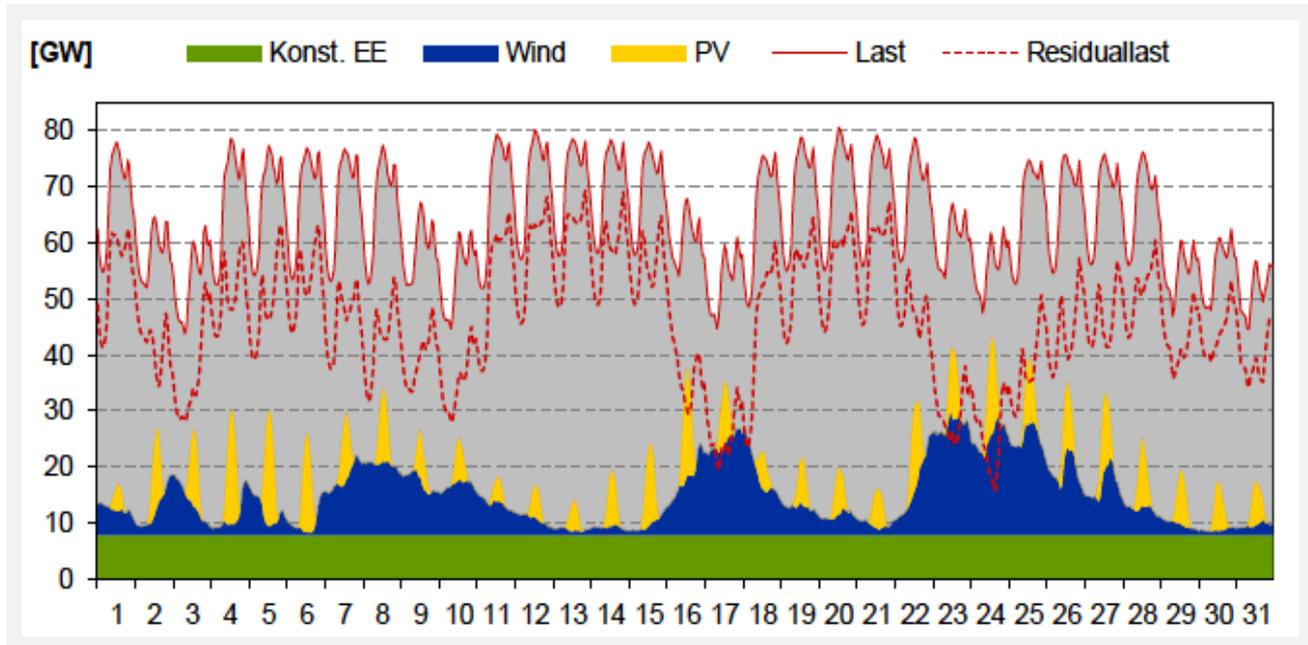
Dem Angebot an Erzeugungskapazitäten wird die entsprechende Nachfragekurve gegenübergestellt, die kurzfristig von einer Vielzahl an tages- und jahreszeitlichen Faktoren beeinflusst wird (u. a. Außentemperatur, Helligkeit, Ferien- und Feiertage). Der Schnittpunkt der beiden Kurven bildet das aus volkswirtschaftlicher Sicht optimale Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und definiert somit auch den im Zuge einer Auktion am Spotmarkt festgestellten Strompreis. Alle Anbieter erhalten bzw. alle Nachfrager bezahlen dabei denselben Preis (sog. Marktträumungspreis oder engl. Market Clearing Price), der sich anhand der Grenzkosten des teuersten zur Deckung der Nachfrage gerade noch benötigten Kraftwerks ergibt.

Während die Preisbildung an den Großhandelsmärkten in der Vergangenheit im Wesentlichen von der saisonal und tageszeitlich schwankende Nachfrage sowie eingeschränkt dem saisonal schwankenden Angebot an Laufwasserkraft bestimmt wurde, wird die Preisbildung im deutsch-österreichischen Spotmarkt heute vor allem von der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik beeinflusst (sog. Merit Order-Effekt). Dies führt u. a. zu einer Reduzierung der Peak-Preise während der Mittagszeit bei hoher PV-Einspeisung sowie sehr niedrigen – teilweise sogar negativen – Strompreisen während lastschwachen Zeiten an Wochenenden oder der Nacht und gleichzeitig hoher Wind- und/oder PV-Stromerzeugung. In Abb. 5 ist dieser grundsätzliche Zusammenhang im Unterschied zwischen linkem und rechtem Diagramm zu erkennen. Bei gleicher Nachfrage führt eine höhere verfügbare Erzeugung in Wind- und PV-Anlagen zu einem niedrigeren Strompreis.

Reduzierung des Grundlastanteils

Neben der Reduzierung der aus fossilen Kraftwerken aufzubringenden Strommenge kommt es vor allem zu einer qualitativen Verschiebung innerhalb der residualen Nachfragelast durch eine Verringerung des Grundlast- und Erhöhung des Mittel- und Spitzenlastanteils. Abb. 6 zeigt dies beispielhaft für März 2013 anhand der Nachfragelast und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland sowie der residualen Last als Differenz der beiden Kurven, die von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss.

Abb. 6: Nachfragelast, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Residuallast in Deutschland für März 2013

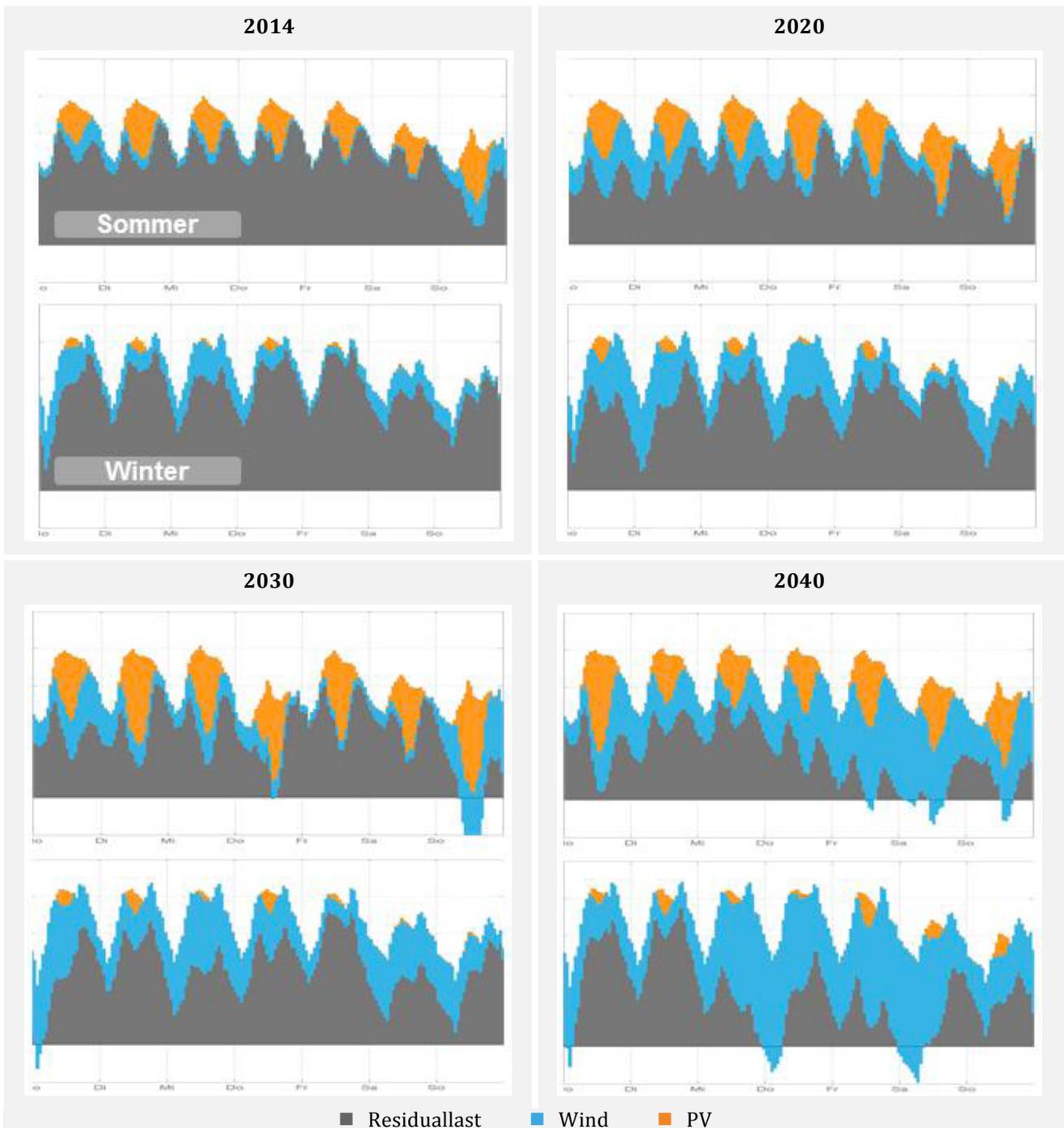


Quelle: Buttler, A et al. [13]

Gut zu erkennen ist, dass bereits heute in Stunden mit hoher Wind- und/oder PV-Stromerzeugung und gleichzeitig geringer Nachfrage eine Verdrängung von Erzeugung aus konventionellen Grundlastkraftwerken erfolgt, da die verbleibende konventionelle Restlast inkl. der Exporte in die Nachbarländer dann z. T. unterhalb der Leistung der Kern- und Braunkohlekraftwerke liegt. Grundlastkraftwerke sind bisher zwar noch vergleichsweise wenig von solchen Erzeugungseinschränkungen betroffen, künftig wird die Möglichkeit zum Grundlastbetrieb mit Jahresvolllaststunden von über 6.000 - 7.000 h/a jedoch deutlich abnehmen.

Modelluntersuchungen gehen davon aus, dass bei einem Anteil erneuerbarer Energien an der jährlichen Stromaufbringung von etwa 50% das konventionelle Grundlastband weniger als die Hälfte der heute in Deutschland erforderlichen knapp 60 GW beträgt (vgl. u. a. [14], [15], [16]). Dadurch entsteht jedoch nicht nur ein Systemkonflikt mit den bspw. in Deutschland bestehenden grundlastorientierten Erzeugungsstrukturen (Kernkraft- und Braunkohle- sowie Steinkohlekraftwerke), sondern auch mit konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die vor allem während der Wintermonate häufig im Grundlastbetrieb laufen. In Abb. 7 ist diese Entwicklung beispielhaft für den simulierten Verlauf der deutschen Stromnachfrage sowie der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik für zwei Beispielwochen in den Jahren 2014, 2020, 2030 und 2040 dargestellt.

Abb. 7: Entwicklung der Residuallaststrukturen in Deutschland bis 2040 für eine „typische“ Sommer- (jeweils obere Kurve) und Winterwoche (jeweils untere Kurve)

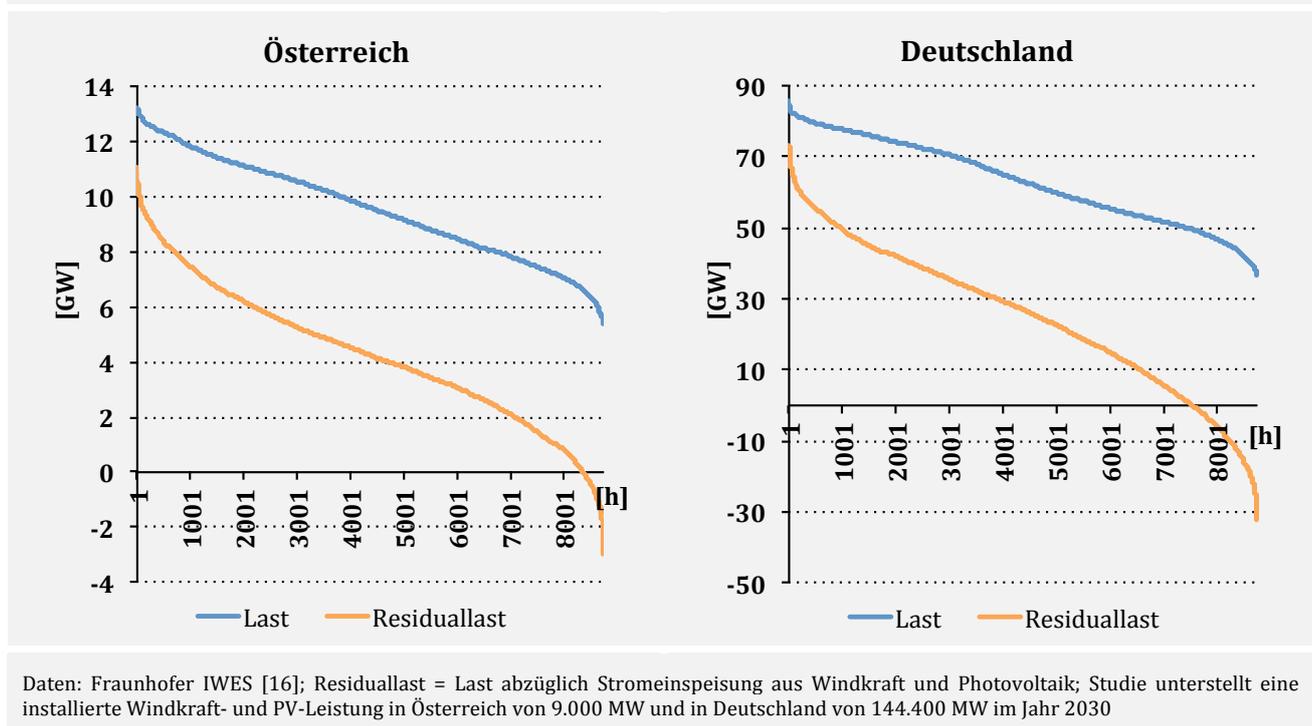


Quelle: enervis [15](Residuallast: Gesamtnachfrage abzüglich Wind- und PV-Stromeinspeisung; Anteil erneuerbarer Energien am gesamt-deutschen Bruttostromverbrauch aus Zielen der deutschen Bundesregierung mit 50% im Jahr 2030 und 65% im Jahr 2040 abgeleitet)

Die Entwicklung über die Jahre zeigt deutlich die sich verändernde Struktur sowie das vermehrte Auftreten niedriger (später auch negativer) Residuallasten, die sich innerhalb kurzer Zeiträume mit Zeiten hoher Nachfrage nach „residualer“ Erzeugung abwechseln können. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang jedoch auch, dass die residuale Spitzenlast (d. h. die höchste in einem Jahr auftretende residuale Stromnachfrage) nur unwesentlich durch den Ausbau der Windkraft und Photovoltaik im deutsch-österreichischen Strommarkt reduziert werden kann, da zu Zeitpunkten mit hoher Nachfrage eine hohe Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht ga-

rantiert werden kann. So hat bspw. das Fraunhofer IWES in einer Studie für die Agora Energiewende anhand eines exemplarischen meteorologischen Jahrs gezeigt, dass die Lastspitze in Österreich bei einem bis 2030 unterstellten Ausbau der Windkraft und Photovoltaik auf 5.500 MW bzw. 3.500 MW (d. h. rd. 70% der für 2030 modellierten Lastspitze von 13.000 MW) nur um knapp 17% reduziert werden kann [16].⁸ Für Deutschland zeigt die Studie selbst bei einer installierten Windkraft- und Photovoltaikleistung von zusammen 144.400 MW im Jahr 2030 (d. h. 170% von der Jahreshöchstlast) eine Reduktion der Lastspitze um nur knapp 15%.⁹ In Abb. 8 sind die Jahresdauerlinien der Last und Residuallast für Österreich und Deutschland im Jahr 2030 der zitierten IWES Studie dargestellt, in der dieser Zusammenhang sehr gut erkennbar ist.

Abb. 8: Jahresdauerlinie der Last und Residuallast in Österreich und Deutschland im Jahr 2030



Auch unter Berücksichtigung von Ausgleichseffekten zwischen einzelnen Ländern bleibt die Reduktion der Lastspitze durch einen Ausbau der Wind- und PV-Stromerzeugung vergleichsweise gering. Für den gesamten geografischen Betrachtungsraum der o. a. Studie des Fraunhofer IWES – neben Österreich und Deutschland sind dies Belgien, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande und die Schweiz – reduziert sich die simultane Jahreshöchstlast bei einem unterstellten Ausbau der Wind- und PV-Leistung auf über 250.000 MW bis zum Jahr 2030 nur um etwa 30.000 MW auf eine residuale Jahreshöchstlast von knapp über 200.000 MW.¹⁰

Im Ergebnis wird der Bedarf an gesicherter Erzeugungskapazität auch bei einem massiven Ausbau der Windkraft- und Photovoltaikleistung langfristig weitgehend konstant bleiben, der Bedarf an flexibel und zum jeweiligen Zeitpunkt einsetzbaren Grund- und Mittellastkraftwerken steigen, die jährliche Auslastung (Benutzungsdauer) des Kraftwerksparks insgesamt jedoch stark zurückgehen. Eine detaillierte Analyse hat hierzu bspw. die enervis energy advisors GmbH in einer Studie für die Trianel durchgeführt [15]. Ausgehend von einer ideal bzw. real an den Aus-

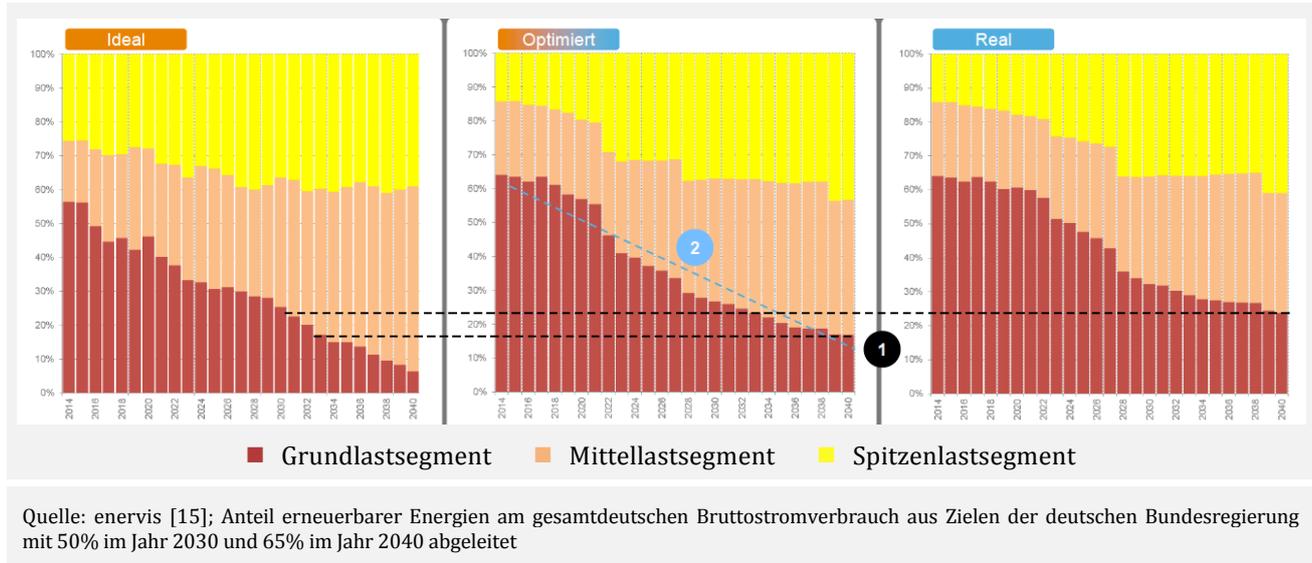
⁸ In Abhängigkeit vom tatsächlichen Angebot an fluktuierenden erneuerbaren Energien und von der tatsächlichen Nachfragesituation in einem konkreten Jahr kann die Reduktion der Lastspitze auch höher oder niedriger sein.

⁹ Zu berücksichtigen ist dabei, dass bei anderen als die in der Studie unterstellten meteorologischen Randbedingungen die Reduktion der Lastspitze noch geringer ausfallen kann.

¹⁰ vgl. Fraunhofer IWES [16] Seite 38 (die Daten stehen zusätzlich als Excel-Datei auf der Homepage der Agora Energiewende zur Verfügung)

baupfad der erneuerbaren Energien bzw. der Kraftwärmekopplung angepassten Entwicklung des „residualen“ Kraftwerksparks wurde unter zusätzlicher Berücksichtigung der Klimaschutzziele sowie Anforderungen an die Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz ein optimierter Kraftwerkspark in Deutschland bis ins Jahr 2040 abgeleitet (Abb. 9).

Abb. 9: Relative Entwicklung der Lastsegmente eines idealen, realen und optimierten Kraftwerksparks zur Deckung der residualen Last in Deutschland bis 2040



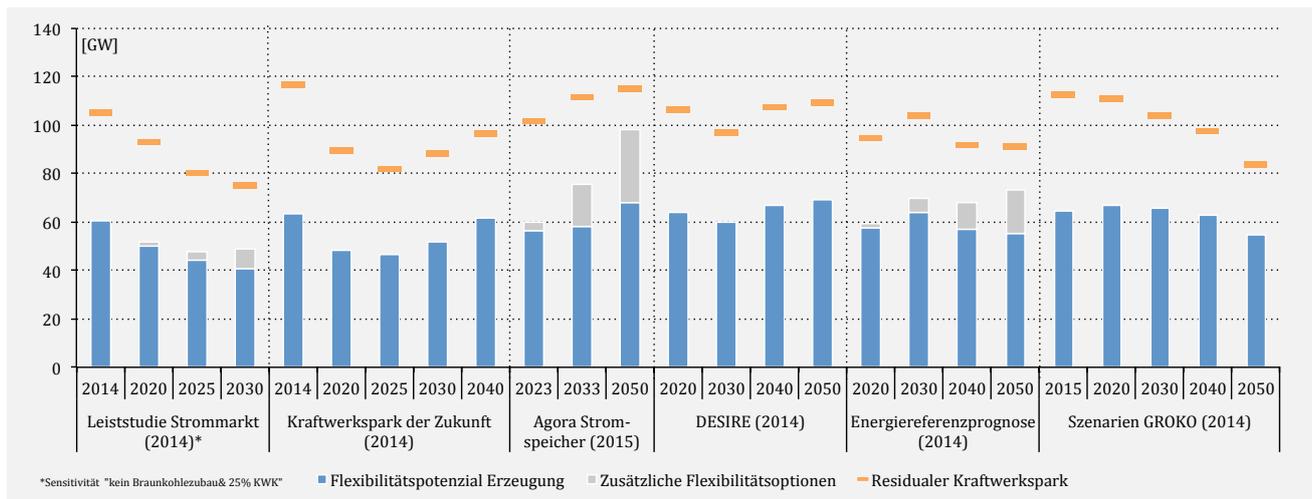
In allen drei betrachteten Entwicklungspfaden kommt es dabei zu einer deutlichen Erhöhung des Anteils des Spitzen- und Mittellastsegments innerhalb des residualen Kraftwerksparks. Da es gleichzeitig nur zu einer geringen Reduktion der gesamten Leistung an steuerbaren Erzeugungseinheiten von rd. 110.000 MW im Jahr 2014 auf etwa 100.000 MW im Jahr 2040 kommt, müssen auf Grund der altersbedingten Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten vor allem hoch flexible Erzeugungskapazität zum Ausgleich der kurzfristigen Schwankungen der residualen Last zugebaut werden. Die Einsatzmöglichkeiten von Speicherkraftwerken (und Pumpspeicherkraftwerken) erfüllen bereits heute diese Anforderung an einen deutlich steigenden Flexibilitätsbedarf im residualen Kraftwerkspark, wobei Speicherkraftwerke mit Saisonspeichern typischerweise das Spitzenlastsegment und Speicherkraftwerke mit Wochen- oder Tagesspeichern das Mittellastsegment abdecken.

Die Ergebnisse der enervis-Studie werden von einer Reihe anderer Studien bestätigt, die trotz unterschiedlicher Herangehensweisen und Randbedingungen in Bezug auf die Entwicklung der einzelnen Erzeugungs- und Speichertechnologien zu grundsätzlich ähnlichen Ergebnissen kommen, d. h. der Ausbau der Windkraft und Photovoltaik führt nur zu einer geringen Reduktion der benötigten steuerbaren Leistung im System, jedoch zu einer deutlichen Verschiebung aus dem Grundlast- in das Mittel- und Spitzenlastsegment. In Abb. 10 sind hierzu die Ergebnisse zur langfristigen Entwicklung der installierten steuerbaren Kraftwerksleistung in Deutschland (d. h. konventionelle Kraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie Biomassekraftwerke) aus insgesamt sechs Studien dargestellt. Zusätzlich zeigt Abb. 10 die Entwicklung der erzeugungsseitigen und sonstigen Flexibilitätspotenziale (d. h. der Anteil der schnell regelbaren Kapazitäten). Auf Grund der in den Studien sehr unterschiedlichen Differenzierungen zwischen den einzelnen Kraftwerkstechnologien wird daher der folgende, vereinheitlichte Ansatz zur Ableitung des Flexibilitätspotenzials gewählt:

- Für konventionelle Kraftwerke wird der flexible einsetzbare Leistungsbereich anhand des Leistungsbandes oberhalb der jeweiligen Mindestlast definiert. Als Mindestlast werden für Kernenergie 50%, Braunkohle 40%, Steinkohle 30% und Erdgas-GuD 40% unterstellt (vgl. auch u. a. [19], [41]).
- Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird ein Flexibilitätsbereich von 40%, für sonstige konventionelle Erzeugungskapazitäten von 50% und für Müllheizkraftwerke von 0% angenommen.
- Biomasseanlagen werden in der „Leitstudie Strommarkt“ sowie der Agora-Studie „Speicher in der Energiewende“ in flexible und unflexible Leistungsscheiben unterteilt. Alle anderen Studien führen diese Differenzierung jedoch nicht durch. Daher wird der Aufteilungsschlüssel der beiden Studien auf die anderen Studien übertragen.

Zu beachten ist bei der Interpretation der Ergebnisse, dass zusätzliche Flexibilitätsoptionen (insbesondere Power-to-Heat und Lastmanagement) nicht in allen Studien berücksichtigt bzw. quantifiziert werden. Dadurch kann aus diesen Studien der tatsächliche Flexibilitätsbedarf im gesamten Versorgungssystem nicht unmittelbar abgeleitet werden.

Abb. 10: Entwicklung der installierten steuerbaren Kraftwerksleistung sowie der erzeugungsseitigen und sonstigen Flexibilitätspotenziale in Deutschland



Quelle: r2b (Leitstudie Strommarkt [22]), enervis (Kraftwerkspark der Zukunft [15]), Agora Energiewende (Stromspeicher in der Energiewende [28]), Bucksteeg, M. et al. (DESIRE [19]), Schlesinger, M. et al. (Energiereferenzprognose [29]), Nitsch, J. (Szenarien GROKO [30]); in Klammer Jahr der Veröffentlichung

In Abhängigkeit von der unterstellten Entwicklung des Stromverbrauchs sowie des Importanteils von regenerativ erzeugtem Strom liegt die langfristig benötigte steuerbare Kraftwerksleistung in Deutschland in einem Bereich zwischen etwa 80.000 und 110.000 MW, wobei der Anteil der erzeugungsseitigen Flexibilitätspotenziale (d. h. der tatsächlich kurzfristig abrufbaren Leistungsscheiben) bei 60 bis 65% liegt. Damit müssen nach Abbau der bestehenden Überkapazitäten die altersbedingten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke durch den Zubau neuer flexibler Erzeugungskapazitäten bzw. alternativer Flexibilitätsoptionen nicht nur ausgeglichen, sondern zusätzlich um den langfristig tendenziell steigenden Bedarf an steuerbarer Kraftwerksleistung bzw. Flexibilität ergänzt werden.

Steilere Gradienten der Residuallast

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt allerdings nicht nur zu einer Verdrängung konventioneller Grundlastkraftwerke und einem höheren Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Durch die höhere Volatilität und steileren Gradienten der residualen Lastkurve kommt es zu häufigeren und schnelleren Lastwechseln, wodurch steilere Rampen und häufigere An- und Abfahrvorgänge von den Erzeugungskapazitäten beherrscht werden müssen. Tabelle 1 zeigt hierzu die Ergebnisse von historischen Analysen sowie Szenariobetrachtungen exemplarisch ausgewählter Studien zu den maximalen Viertelstunden- und Stunden-Gradienten der Residuallast im deutschen und damit letztendlich auch im gesamten deutsch-österreichischen Stromversorgungssystem.

Tabelle 1: Maximale Gradienten der Residuallast im deutschen Stromversorgungssystem

	Jahr	GW je ¼ h	GW je 1 h
Historische Analyse			
TUM [13]	2014	+3,1 / -2,6	+11,4 / -9,8
FFE [18]	2010 - 06/2014		+7,8 bis 11,3 / -6,1 bis -8,0
EWL [19]	2011	+2,8 / -1,8	+11,0 / -7,0
RWTH [20]	01/2011 - 09/2014	+3,2 / -5,1	
Szenariobetrachtung			
IWES [16]	2030	-	+13,0 / -12,0
BET [17]	2020 (2030)*	-	+13,4 / -10,0
	2030 (2050)*	-	+22,1 / -19,0
FFE [18]	2025	-	+12,3 / -9,8
EWL [19]	2030	+3,6 / -3,6	+12,0 / -12,0
RWTH [20]	2034	+6,9 / -5,3	-

* Die in der Studie unterstellten Anteile erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von 47% im Jahr 2020 und 79% im Jahr 2030 liegen deutlich über den aktuellen politischen Zielen. Die Jahresangaben in der Klammer orientieren sich demgegenüber an diesen Zielvorgaben.

Auch wenn sich die Studien in ihren Ergebnissen im Detail unterscheiden, kann eine insgesamt steigende Tendenz der maximalen Gradienten der Residuallast mit zunehmendem Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien festgestellt werden. Allerdings werden die technischen Anforderungen an den verbleibenden Kraftwerkspark nicht nur von der absoluten Höhe der maximalen Residuallastgradienten bestimmt. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang auch die Häufigkeit hoher Residuallastgradienten sowie insbesondere der Zeitpunkt hoher Residuallastgradienten, da aus dem verbleibenden Kraftwerkspark bspw. auch in Schwachlastphasen die benötigte Flexibilität erbracht werden muss [19]. Speicherkraftwerke können diese zukünftig immer häufiger und schnellerauftretenden Lastwechsel flexibel und effizient ausgleichen, wodurch insbesondere auch An- und Abfahrvorgänge sowie ein Teillastbetrieb von konventionellen Kraftwerken mit schlechteren Wirkungsgraden und damit höheren CO₂-Emissionen vermieden werden können.

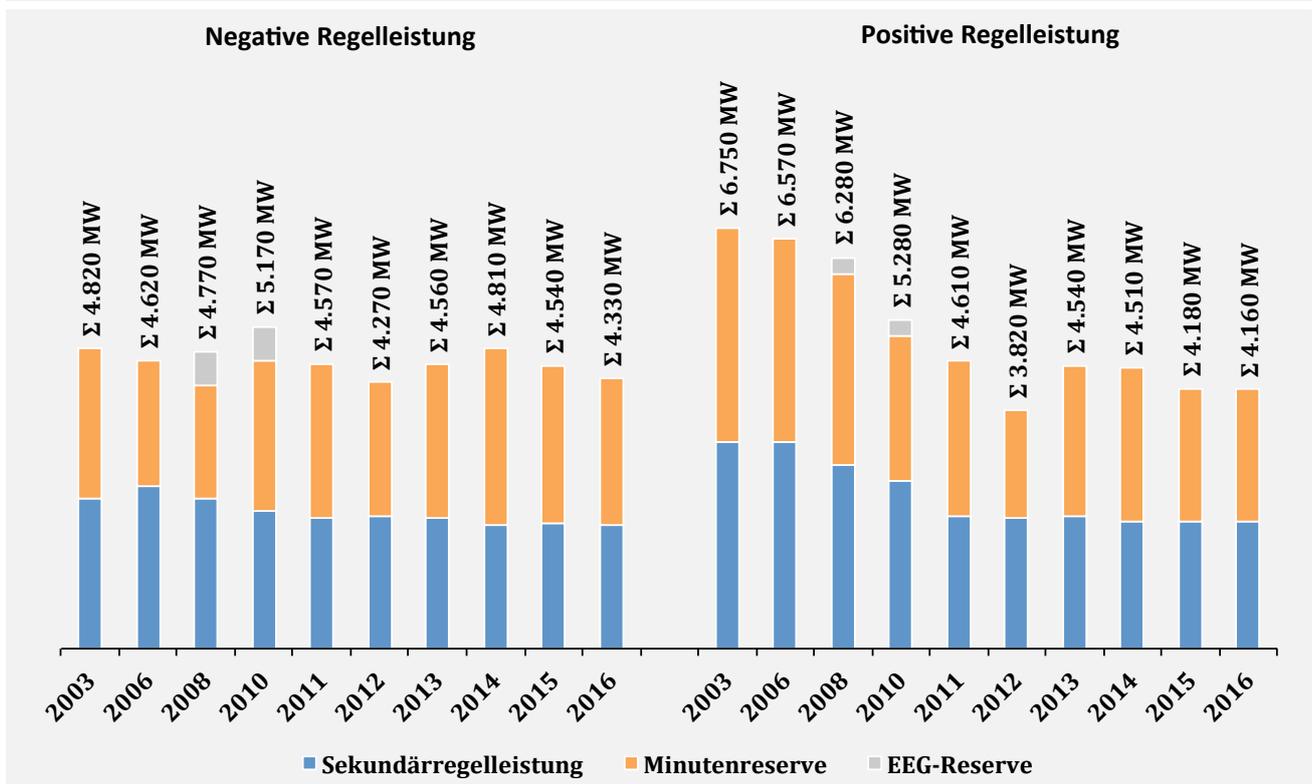
Erhöhung des Regelleistungsbedarfs

Die aggregierte Betrachtung der viertelstündlichen bzw. stündlichen Residuallastgradienten vernachlässigt jedoch Schwankungen von Last sowie Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien innerhalb einer Viertelstunde bzw. Stunde. Diese Schwankungen können nicht über den Handel am Spot- oder Intraday-Markt ausgeglichen wer-

den, sondern erfordern den Einsatz von Regelleistung.¹¹ Zusätzlich kommt es bei der Vermarktung von Wind- und Photovoltaikstrom über Viertelstunden- oder Stundenprodukte an den „Übergängen“ zwischen den einzelnen Handelsprodukten zu Fahrplansprüngen, da die über Handelsprodukte „treppenförmig“ nachgebildeten Einspeiseverläufe zwangsläufig vom stetigen Erzeugungsverlauf abweichen. Neben diesen Abweichungen auf Grund der dargebotsabhängigen Einspeisecharakteristika entstehen prognosebedingte Abweichungen bei der Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die z. T. ebenfalls durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden müssen.

Grundsätzlich stellt die Notwendigkeit eines Ausgleichs kurzfristiger Abweichungen von Angebot und Nachfrage durch den Einsatz von kurzfristiger Flexibilität bzw. Regelleistung keine neue Aufgabe in unserem Stromversorgungssystem dar. Auch die Lastkurve zeigt ein volatiles, nur eingeschränkt prognostizierbares Verhalten und konventionelle Kraftwerke können innerhalb von Sekunden ungeplant vom Netz gehen. Durch den wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien entsteht jedoch eine zusätzliche Ursache für Abweichungen zwischen Verbrauch und (geplanter) Erzeugung. Allerdings hat die Vergangenheit gezeigt, dass selbst in Deutschland mit einer bis Mitte 2016 installierten Windkraft- und Photovoltaikleistung von rd. 44.000 bzw. 40.000 MW [21] der Regelleistungsbedarf durch den Ausbau erneuerbarer Energien nicht notwendigerweise ansteigen muss (Abb. 11).

Abb. 11: Entwicklung des deutschlandweiten Regelleistungsbedarfs zwischen 2003 und 2016



Quelle: regelleistung.net, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG (jeweils 1. Quartal)

¹¹ Neben den von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebenene klassischen Regelleistungsprodukten stellen grundsätzlich die Bilanzgruppenverantwortlichen indirekt dem Versorgungssystem Flexibilität im Zuge der Bewirtschaftung der eigenen Bilanzgruppen zur Verfügung. Auf diesen Aspekt wird in Abschnitt 3.2.4 näher eingegangen.

Der Regelleistungsbedarf in Deutschland hat im Zeitraum von 2003 bis 2016 deutlich abgenommen. So betrug der Bedarf in negativer Richtung im Jahr 2003 noch 4.820 MW und in positiver Richtung 6.750 MW – im Jahr 2016 ist der Bedarf auf ca. 4.330 MW (negativ) bzw. 4.160 MW (positiv) zurückgegangen. Hintergründe für den Rückgang des deutschen Regelleistungsbedarfs sind vor allem die organisatorischen Weiterentwicklungen bei den Übertragungsnetzbetreibern (u. a. deutschlandweiter sowie internationaler Netzregelverbund), die verbesserte Prognosegüte der Bilanzgruppenverantwortlichen sowie der mittlerweile auch über den Intraday-Markt erfolgende Ausgleich der Wind- und PV-Prognosefehler. Außerdem konnte durch die Verbesserung der Bilanzkreistreue sowie der Wind- und PV-Prognose der zusätzliche Wind- und PV-bedingte Regelleistungsbedarf spürbar reduziert bzw. auf den Intraday-Stunden- und -Viertelstundenmarkt verlagert werden.

Da die Optimierungspotenziale bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern mittlerweile jedoch weitgehend ausgeschöpft sind, wird die zukünftige Entwicklung des Regelleistungsbedarfs wieder stärker vom Ausbau der erneuerbaren Energien bestimmt werden, so dass mittel- und langfristig mit einem Anstieg des Regelleistungsbedarfs zu rechnen ist. Bspw. erwartet die vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebene sog. *Leitstudie Strommarkt* eine Zunahme des positiven und negativen Regelleistungsbedarfs bis 2030 um etwa 30% oder durchschnittlich rd. 25 MW je 1.000 MW zusätzlicher Windkraft- und Photovoltaikleistung [22].

3 Energiewirtschaftliche Bedeutung von Speicherkraftwerken

Durch den Ausbau der Stromerzeugung aus schwankenden erneuerbaren Energien rücken insbesondere auch Speicherkraftwerke wieder in den Fokus des energiepolitischen Interesses, da in Folge des Ausbaus der volatilen erneuerbaren Energien ein tiefgreifender Umbau des gesamten Stromversorgungssystems erforderlich sein wird. In der energiepolitischen Diskussion über die weitere Entwicklung des österreichischen und europäischen Stromversorgungssystems besteht daher auch weitgehend Konsens, dass mittel- und langfristig eine hohe Notwendigkeit für den Ausbau der vorhandenen Speicherkapazitäten besteht. U. a. sieht die Europäische Kommission in ihrer *Energy Roadmap 2050* [3] sowie in ihrem *Energy Infrastructure Priorities for 2020* [23] im Ausbau der Stromspeicherkapazitäten in Europa einen wichtigen Baustein zur Umsetzung der EU Energie- und Klimaziele.

Speicherkraftwerke stellen zwar keinen Strom-zu-Strom-Speicher, wie bspw. Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher, dar. Im Gegensatz zu Strom-zu-Strom-Speichern ermöglichen sie jedoch nicht nur die Bereitstellung von Flexibilität für das Stromversorgungssystem, sondern gleichzeitig auch eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, d. h. es kann „grüner Strom durch grünen Strom“ ausgeregelt werden. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden nach einer Beschreibung der Stellung der Speicherwasserkraft im österreichischen Erzeugungsmix der Beitrag von Speicherkraftwerken zu einer sicheren Stromversorgung dargestellt. Anschließend werden die relevanten Marktsegmente zur Vermarktung der Flexibilität von Speicherkraftwerken vorgestellt und systemrelevante Effekte möglicher betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken diskutiert.

3.1 Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen Erzeugungsmix

3.1.1 Status Quo und Ausbauplanung

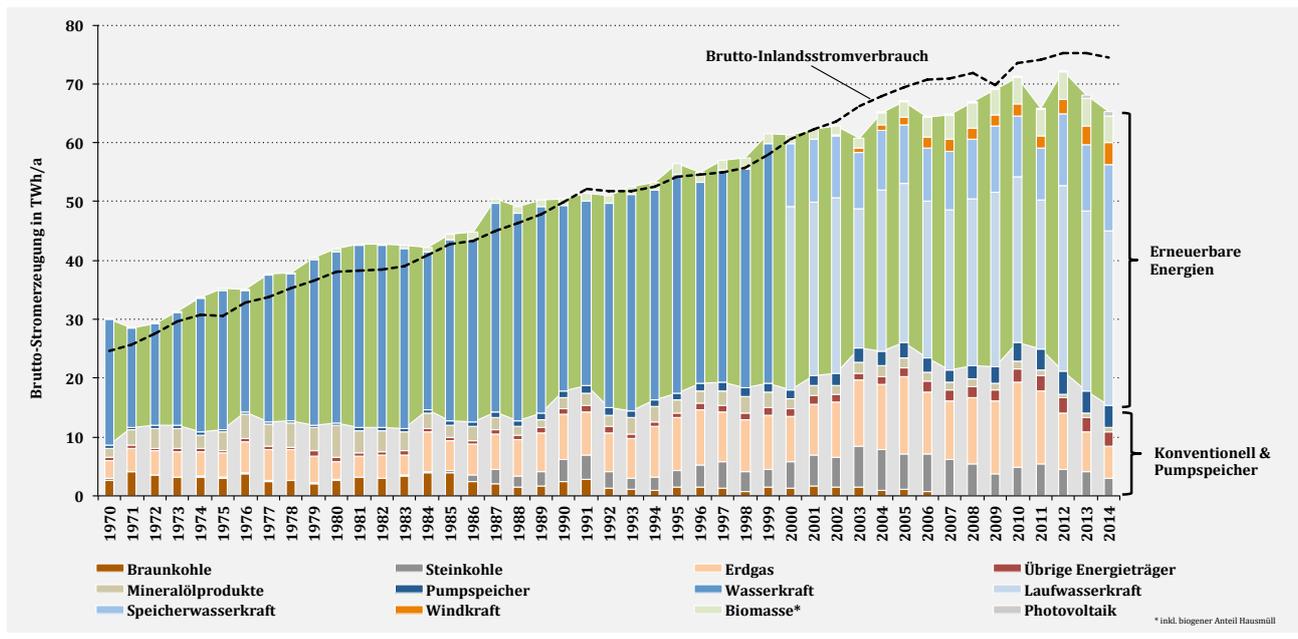
Auf Grund der günstigen topografischen und hydrologischen Voraussetzungen wird die Stromerzeugung in Österreich traditionell von Wasserkraft dominiert. Abb. 12 zeigt dies anhand der Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung in Österreich von 1970 bis 2014. Da die offiziellen Bestands- und Betriebsstatistiken der E-Control nicht zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken unterscheiden, ist in Abb. 12 die veröffentlichte Erzeugungsmenge der Speicherkraftwerke um die berechnete Erzeugung aus zuvor gepumpten Wassermengen bereinigt dargestellt. Hierzu werden aus den von der E-Control veröffentlichten Stromverbrauchsdaten der Pumpspeicher über einen durchschnittlichen Wälzwirkungsgrad von 70% die Erzeugungsmengen aus Pumpspeicherung ermittelt und von den veröffentlichten Erzeugungsmengen der Speicher-/Pumpspeicherkraftwerken abgezogen.

Im Jahr 2014 hat die Wasserkraft 62,7% zur österreichischen Brutto-Stromerzeugung¹² beigetragen, so dass gemeinsam mit Biomasse (6,7%), Windkraft (5,9%) und Photovoltaik (1,2%) ein Anteil erneuerbarer Energien an der Jahres-Brutto-Stromerzeugung von rd. 76,5% erreicht wurde. Bezogen auf den Brutto-Stromverbrauch¹³ von ca. 74,4 TWh im Jahr 2014 liegt der Anteil der erneuerbaren Energien auf Grund des hohen Stromimportaldos von über 9 TWh bei etwa 67 %.

¹² Im Gegensatz zur Netto-Stromerzeugung berücksichtigt die Brutto-Stromerzeugung auch den Eigenverbrauch der Kraftwerke.

¹³ Stromverbrauch der Endverbraucher, Kraftwerkseigenbedarf, Netzverluste und Pumpstromverbrauch.

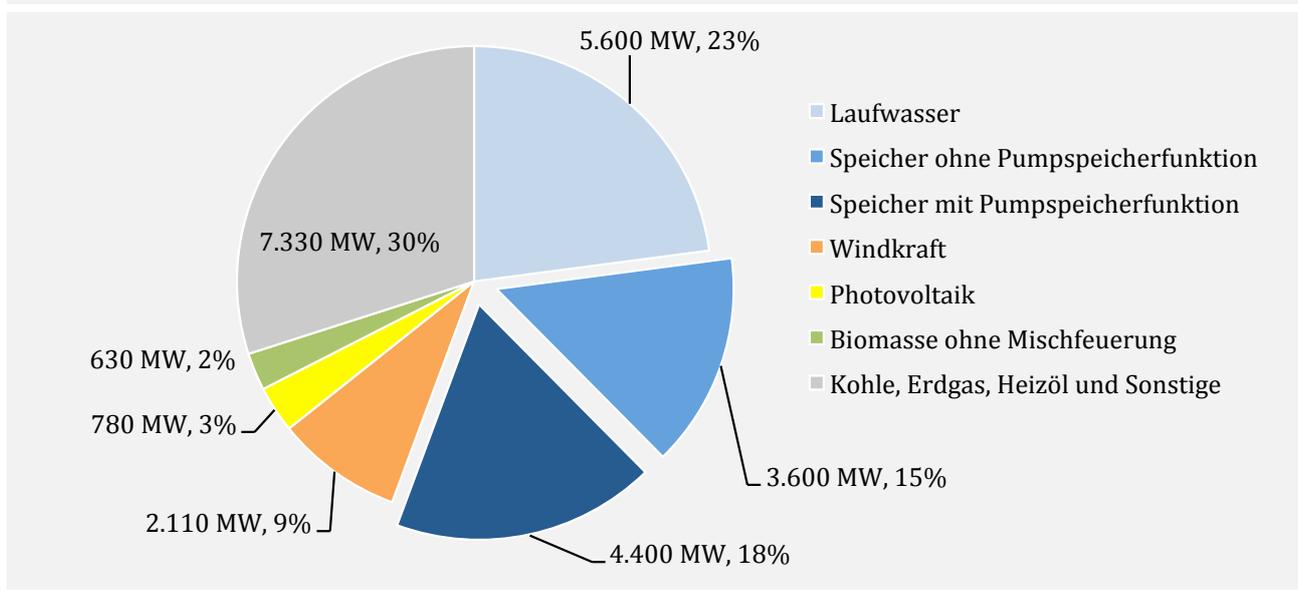
Abb. 12: Brutto-Stromerzeugung und Brutto-Stromverbrauch in Österreich 1970 bis 2014



Daten: Statistik Austria, E-Control

Speicherkraftwerke (ohne Pumpspeicher) haben im Jahr 2014 mit rd. 11,2 TWh knapp 27% der Erzeugung aus Wasserkraft bzw. 17% der gesamtösterreichischen Brutto-Stromerzeugung erbracht. Bezogen auf die in Österreich Ende 2014 insgesamt installierte Kraftwerksleistung von knapp 24.500 MW liegt der Anteil von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken (insbesondere auf Grund der gegenüber Laufwasserkraftwerken wesentlich niedrigeren durchschnittlichen Volllaststunden) mit 33% deutlich höher. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stellen mit einer installierten Erzeugungsleistung von fast 8 000 MW damit das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung dar (Abb. 13).

Abb. 13: Installierte Kraftwerksleistung nach Energieträger in Österreich 2014



Daten: E-Control, Statistik Austria

Von der in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken insgesamt verfügbaren fast 8.000 MW Erzeugungsleistung sind rd. 3.600 MW in Speicherkraftwerken ohne Pumpspeicherfunktion und 4.400 MW in Anlagen mit einer zusätzlichen Pumpleistung von knapp 3.300 MW installiert. Insgesamt verfügen die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke über einen Speicherinhalt von 3,3 TWh. Der größte einzelne Speicher ist der Gepatschspeicher des Kraftwerks Kaunertal mit einem Speicherinhalt von 284 GWh bzw. unter Berücksichtigung allfälliger Untertagekraftwerke der Speicher Kälbenrein mit 580 GWh. Eine Übersicht der wesentlichen technischen Kenndaten der bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich mit einer Turbinenleistung größer 50 MW ist in Tabelle 2 dargestellt. Mit einer Engpassleistung von 7.100 MW und einem Regelarbeitsvermögen von 9,4 TWh/a repräsentieren Anlagen mit einer Turbinenleistung größer 50 MW fast 90% des österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkspark.

Tabelle 2: Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich mit Turbinenleistung größer 50 MW

Name	Betreiber	Bundesland	Leistung Turbine in MW	Leistung Pumpe in MW	Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss in GWh/a
Koralpe-Soboth	KELAG	K	50	35	100
Feldsee I	KELAG	K	70	70	80
Feldsee II	KELAG	K	70	70	80
KW Gruppe Fragant	KELAG	K	336	100	600
Malta-Oberstufe	VHP	K	120	116	80
Reißeck-Kreuzeck	VHP	K	138	-	280
Malta-Hauptstufe	VHP	K	730	290	618
Uttendorf II	ÖBB Infra. AG	S	66	-	164,9
Enzingerboden	ÖBB Infra. AG	S	80	-	133,9
Hintermuhr	Salzburg AG	S	104	68	70
Kaprun-Oberstufe	VHP	S	112	130	170
Limberg II	VHP	S	480	480	
Schwarzach	VHP	S	120	-	480
Kaprun Hauptstufe	VHP	S	260	-	503
Sölk	VHP	ST	61	-	210
Hieflau	VHP	ST	63	-	364
Amlach	TIWAG	T	60	-	220
Achensee	TIWAG	T	79	-	220
Imst	TIWAG	T	89	-	550
Kühtai	TIWAG	T	289	250	4
Silz	TIWAG	T	492	-	510
Kaunertal	TIWAG	T	392	-	660
Gerlos	VHP	T	200	-	320
Roßhag	VHP	T	231	230	310
Mayerhofen	VHP	T	355	-	670
Häusling	VHP	T	360	360	175

Name	Betreiber	Bundesland	Leistung Turbine in MW	Leistung Pumpe in MW	Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss in GWh/a
Walgauwerk	Illwerke AG	V	86	-	360
Vermuntwerk	Illwerke AG	V	157	-	260
Rodundwerk I	Illwerke AG	V	198	41	210
Rodundwerk II	Illwerke AG	V	295	286	311
Kopswerk I	Illwerke AG	V	245	-	390
Kopswerk II	Illwerke AG	V	525	480	
Lünerseewerk	Illwerke AG	V	280	224	10
Langenegg	Illwerke AG	V	74	-	210

Quelle: Analyse e3 consult (Stand Juni 2016; VHP = Verbund Hydro Power GmbH)

Speicher- und vor allem Pumpspeicherkraftwerke stellen dabei auch einen Schwerpunkt des für die kommenden Jahre in Österreich geplanten Wasserkraftausbaus dar. Von den sich in unterschiedlichen Projektphasen befindlichen Neu- und Ausbauprojekten mit einer gesamten Engpassleistung von 5.300 MW und Jahreserzeugung von 4,6 TWh sind 3.200 MW in Pumpspeicherkraftwerken ohne Erhöhung der Erzeugung aus natürlichem Zufluss und 1.300 MW in Speicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss (teilweise mit Pumpspeicherfunktion) geplant bzw. bereits im Bau. Die Pumpleistung aller Projekte liegt in Summe bei 3.800 MW. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die wesentlichen Neu- und Ausbauprojekten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich bis 2035.

Tabelle 3: Aus- und Neubauprojekte Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich mit Turbinenleistung größer 50 MW

Name	Betreiber	Bundesland	Leistung Turbine in MW	Leistung Pumpe in MW	RAV in GWh/a	Inbetriebnahme	Projektstatus
Reißeck II	Verbund ¹	K	430	430	0	2016	in Betrieb
Ebensee	Energie AG	OÖ	150	150	0	?	UVP-Verfahren
Molln	Wien Energie	OÖ	300	300	0	?	genehmigt
Jochenstein-Riedl	Verbund	OÖ	300	300	0	?	in Planung
Tauernmoos	ÖBB-Infra. AG	S	130	130	13	k. A.	genehmigt
Limberg III	Verbund	S	480	480	0	?	UVP-Verfahren
Koralm	Investor	St	940	940	0	?	in Planung
Speicherkraftwerk Kühtai	TIWAG	T	130	140	220	2022 - 2025	UVP-Verfahren
Ausbau Kaunertal	TIWAG	T	900	390	620	2034	UVP-Verfahren
Gemeinschaftskraftwerk Inn	TIWAG ²	T	89	-	410	2019	im Bau
Obervermuntwerk II	Illwerke AG	V	360	360	0	2018	im Bau

Quelle: Analyse e3 consult (Stand Juni 2016)

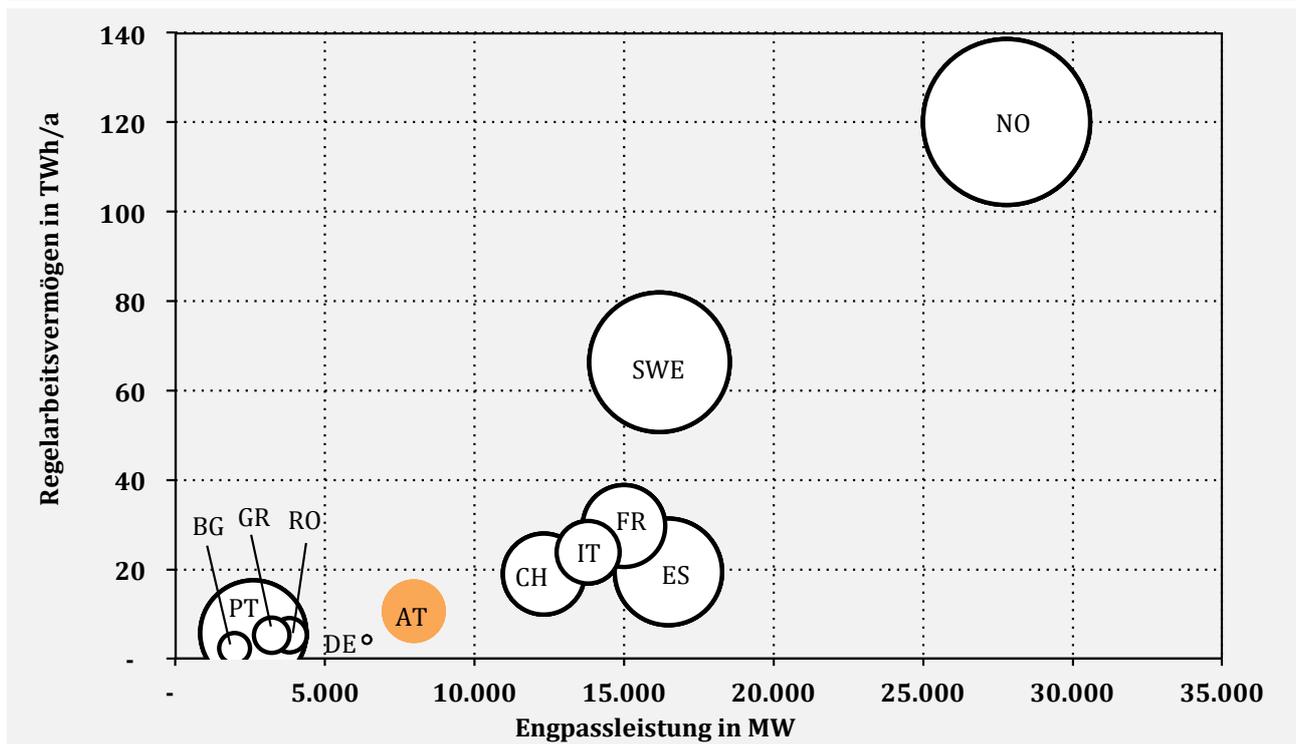
¹ Eigentümerstruktur: 45% Verbund Hydro Power GmbH (VHP), 45% KELAG und 10% Energie AG; ² Eigentümerstruktur: 76% TIWAG, 14% Engadiner Kraftwerke und 10% VHP

3.1.2 Vergleich mit anderen europäischen Ländern

Der europäische Speicherkraftwerkspark von in Summe etwa 100.000 MW Erzeugungsleistung wird zu über 40% von Norwegen und Schweden dominiert. Weitere große Speicherkraftwerksnationen sind Frankreich, Spanien und die Schweiz mit jeweils über 10% Anteil an der gesamteuropäischen Speicherkraftwerksleistung. Österreich liegt hinter diesen fünf Ländern sowie Italien mit einem Anteil von rd. 5% an siebter Stelle. Die skandinavischen Länder dominieren mit einem Anteil von fast 60% auch das Regelarbeitsvermögen sowie mit 70% den Energieinhalt der europäischen Speicherkraftwerke – Österreich hat hier einen Anteil von jeweils knapp 3,5%.

Erschwerend für die weiterführenden Darstellungen ist jedoch, dass die Unterscheidung zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in den offiziellen internationalen Statistiken nicht immer einheitlich erfolgt und dadurch die Angaben zu den jeweils installierten Leistungen in Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken z. T. deutlich voneinander abweichen können.¹⁴ Soweit auf Grund der Datenlage eine Unterscheidung nicht möglich ist, werden in diesem Abschnitt Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke daher gemeinsam betrachtet. Abb. 14 zeigt daher auch die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich im Vergleich mit ausgewählten europäischen Ländern.

Abb. 14: Engpassleistung und Regelarbeitsvermögen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ausgewählter europäischer Länder



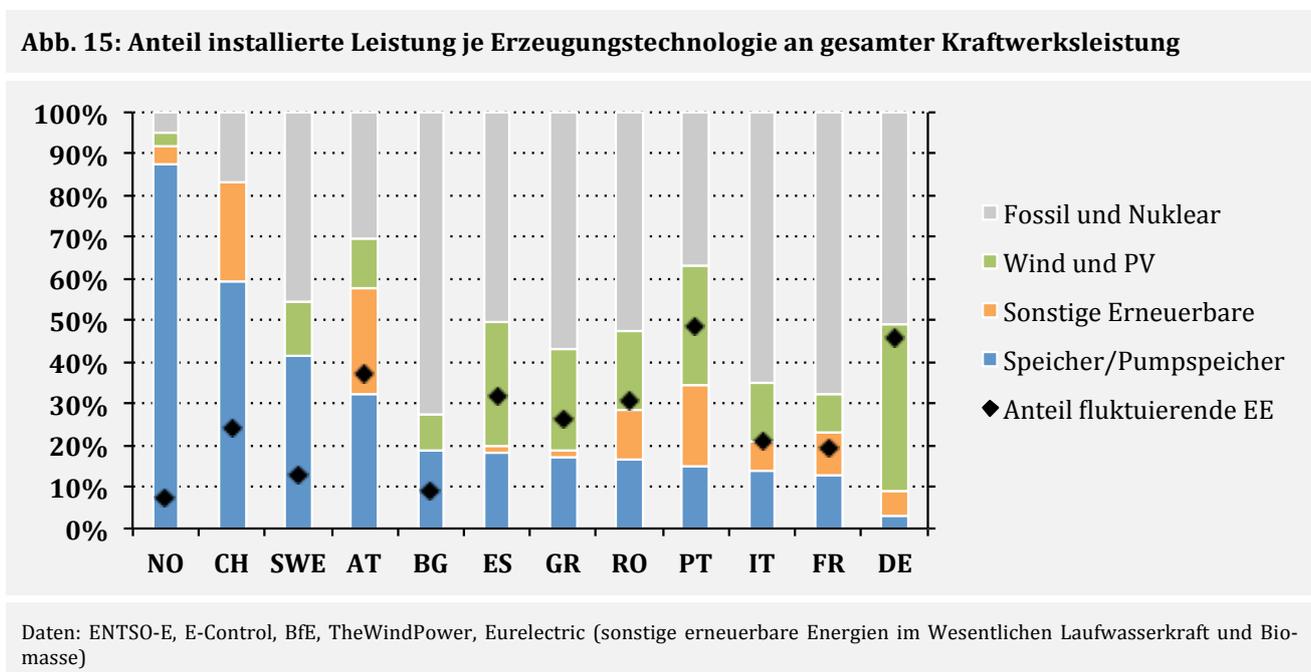
Daten: ENTSO-E, Eurelectric; Größe der Kreise proportional zu rechnerischen Volllastbetriebsstunden der Speichervolumina der jeweiligen Länder (Energieinhalt Speicher dividiert durch Engpassleistung)

Neben Engpassleistung und Regelarbeitsvermögen ist in Abb. 14 auch das Speichervermögen der Reservoirs dargestellt. Die Größe der jeweiligen Kreise ist dabei proportional zum Quotienten aus Energieinhalt der Speicher und der Engpassleistung der Speicher-/Pumpspeicherkraftwerke (d. h. Volllastbetriebsstunden mit einer kompletten Speicherfüllung). Je größer die Kreise sind, umso stärker erfolgt eine saisonale Verlagerung der

¹⁴vgl. u.a. Eurelectric und ENTSO-E sowie nationale Statistiken (bspw. E-Control, BfE)

Wassermengen, wobei zu berücksichtigen ist, dass bspw. in Spanien und Portugal die Stauseen neben der Stromerzeugung vor allem auch zur Bewässerung genutzt werden und daher in den südlicheren Ländern die saisonale Umlagerung der Wassermengen nicht nur unter einem energiewirtschaftlichen Aspekt zu sehen ist. Anders sieht die Situation jedoch in Norwegen und Schweden aus, wo die sehr großen Speichervolumina primär zur energiewirtschaftlichen Optimierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft genutzt werden (Speichervolumen ermöglicht rechnerisch in Schweden über 2.000 und in Norwegen über 3.000 Volllaststunden). Die österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen bei einem Energieinhalt von rd. 3.300 GWh und einer Engpassleistung von knapp 8.000 MW im Gegensatz dazu etwa 400 Volllaststunden.

Österreich zählt in absoluten Zahlen betrachtet zwar nicht zu den größten Speicherkraftwerksnationen Europas. Im Vergleich mit anderen Ländern ist der Anteil von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken an der gesamten Erzeugungsleistung jedoch vergleichsweise hoch. Abb. 15 zeigt hierzu für ausgewählte Länder den Anteil von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken an der gesamten installierten Kraftwerksleistung.¹⁵



Der Anteil von Speicher und Pumpspeicherkraftwerken an der gesamten Erzeugungsleistung ist dabei in Norwegen (rd. 88%), der Schweiz (rd. 60%) und Schweden (rd. 40%) höher als in Österreich mit knapp 33%. Die anderen europäischen Länder folgen Österreich jedoch mit einem bereits deutlichen Abstand – der Anteil liegt dort zwischen 0 und 20%. Neben einem hohen Anteil an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zeigt der österreichische Erzeugungspark mit ca. 12% auch einen hohen Anteil an nicht steuerbaren volatilen erneuerbaren Energien (Windkraft und Photovoltaik)¹⁶ sowie mit ca. 25% an „sonstigen Erneuerbaren“ (Biomasse, Laufwasserkraft) an der gesamten Erzeugungsleistung. Speicherkraftwerke sind in Österreich daher für die nationale Versorgungssicherheit und Systemstabilität von besonderer Bedeutung, da thermische Kraftwerke im Gegensatz zu anderen Ländern nur eingeschränkt für den Ausgleich der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik aber auch aus Laufwasserkraft zur Verfügung stehen. Die österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

¹⁵ Die in Abb. 15 nicht dargestellten Länder verfügen nur sehr eingeschränkt über die notwendigen topografischen und wasserwirtschaftlichen Voraussetzungen für den Bau von Speicherkraftwerken, so dass dort der Anteil von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken an der gesamten Erzeugungsleistung gering ist.

¹⁶ engl. volatile renewable energy source (vRES)

haben jedoch nicht nur auf nationaler Ebene eine hohe systemrelevante Bedeutung. Auch innerhalb des bereits heute stark von der Windkraft und Photovoltaik dominierten gemeinsamen deutsch-österreichischen Strommarkts, sowie auf europäischer Ebene unterstützen die österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke die effiziente Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien.

3.1.3 Beitrag von Speicherkraftwerken für eine sichere Stromversorgung

Durch die Möglichkeit einer bedarfsorientierten und damit flexibel auf die Anforderungen des Gesamtsystems abstimmbaren Erzeugung können Speicherkraftwerke die im Stromversorgungssystem zunehmend benötigte Flexibilität in Abhängigkeit von ihrer Speichergröße zur Verfügung stellen. Neben der Speicherfunktion zur Verlagerung der Erzeugung in nachfragestarke oder erzeugungsschwache Zeiten (d. h. Ausgleich von Leistungs- und Preisschwankungen) können Speicherkraftwerke durch ihre kurze Aktivierungszeit aber auch sehr hohe An- und Abfahrsgeschwindigkeiten (Leistungsgradient oder Rampe in MW/min) erreichen, wodurch bspw. Änderungen der Wind- oder Solarstromerzeugung auch sehr kurzfristig ausgeglichen werden können.

Neben der Möglichkeit, die Stromerzeugung aus Grundlastkraftwerken sowie volatilen erneuerbaren Energiequellen zeitlich vom Stromverbrauch zu entkoppeln und damit die verbleibende Residuallast zu glätten, tragen Speicherkraftwerke durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (insbes. Regelleistung und Blindleistung) auch zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Übertragungsnetze bei. Zusätzlich können Speicherkraftwerke so bewirtschaftet werden, dass ihre Leistung gesichert zur Verfügung steht und diese damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Daneben können Speicherkraftwerke durch ihre Schwarzstartfähigkeit den Netzwiederaufbau bei Großstörungen unterstützen (Abb. 16).

Abb. 16: Energiewirtschaftliche Bedeutung von Speicherkraftwerken



Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass die Flexibilität österreichischer Speicherkraftwerke nicht nur für den nationalen Strommarkt, sondern grenzüberschreitend zur Verfügung steht, wodurch insgesamt ein Mehrfachnutzen im europäischen Versorgungssystem entstehen kann.

Glättung residuale Lastkurve und Ausgleich schwankender erneuerbarer Energien

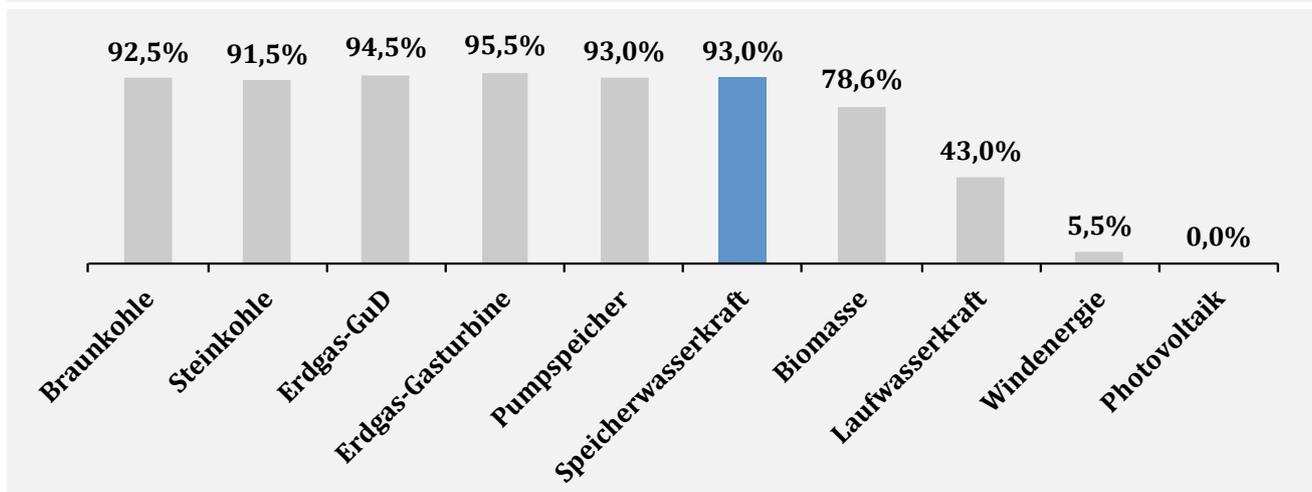
Speicherkraftwerke wurden in der Vergangenheit meist während nachfragestarker und damit hochpreisiger Peak-Zeiten eingesetzt. Dieser „klassische“ Betrieb von Speicherkraftwerken hat sich grundsätzlich zwar nicht

verändert, jedoch haben sich die jeweiligen „Peak-Zeiten“ durch den zunehmenden Einfluss der Stromerzeugung aus den schwankenden erneuerbaren Energien Wind- und Solarenergie auf die Preisbildung an den Strommärkten zeitlich verlagert. Damit führt der marktpreisgetriebene Einsatz von Speicherkraftwerken auch weiterhin zu einer Glättung der vom verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden Nachfrage durch ein „Shaving“ der Residuallastspitzen. Neben den systemrelevanten Vorteilen hat die Flexibilität von Speicherkraftwerken damit auch volkswirtschaftliche Vorteile, da der planbare Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen tendenziell zu einer Verringerung der Stromgestehungskosten innerhalb des Gesamtsystems führt (bspw. geringere Brennstoff- sowie Anfahr- und Abfahrkosten oder Reduzierung von thermischer Kraftwerksleistung zur Spitzenlastabdeckung [18]).

Gesicherte Leistung zur Deckung der Residuallast

Durch die zunehmende Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien reduziert sich zwar die im verbleibenden Kraftwerkspark aufzubringende Strommenge. Jedoch wird die zusätzlich vorzuhaltende Kraftwerksleistung nur in einem geringen Ausmaß substituiert, da zu Zeitpunkten mit hoher Nachfrage eine hohe Wind- bzw. PV-Stromerzeugung nicht garantiert werden kann. Entsprechend ist der gesicherte Beitrag der beiden dominierenden „erneuerbaren“ Technologien zur Deckung der Jahreshöchstlast (typischerweise in den frühen Abendstunden im November) bzw. der sog. Leistungskredit relativ gering (Abb. 17).¹⁷

Abb. 17: Leistungskredit für Erzeugungstechnologien



Quelle: r2b [22] (jeweils Mittelwert der angegebenen Bandbreiten)

Windenergie und Photovoltaik haben von allen Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 5,5% bzw. 0% den mit Abstand geringsten Leistungskredit. Demgegenüber liegt der Leistungskredit der Speicherwasserkraft mit 93% nicht nur an der Spitze aller erneuerbaren Energien, sondern auch auf ähnlich hohem Niveau wie der Leistungskredit konventioneller Kraftwerke, d. h. Speicherkraftwerke können mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit ihre Erzeugungsleistung zur Deckung der Residuallast gesichert bereitstellen. Gesicherte Leistung ist jedoch nicht nur zur Deckung der Residuallast, sondern auch zur Erbringung von Systemdienstleistungen erforderlich.

¹⁷ Der Indikator, der den individuellen Beitrag einer Erzeugungsoption unter Berücksichtigung einer wahrscheinlichkeitstheoretischen Betrachtung der Leistungsbilanz bemisst, ist der sog. Leistungskredit einer Erzeugungstechnologie. Multipliziert mit der installierten Leistung erhält man den absoluten Beitrag an ‚gesicherter Leistung‘ einer Erzeugungsoption zur Leistungsbilanz. [22]

Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Netzstabilität

Um eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit bei Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen ergreifen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. Diese für die Funktionstüchtigkeit der Stromversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet. Die dazu notwendigen Produkte werden überwiegend aus Erzeugungsanlagen oder aus anderen technischen Anlagen bereitgestellt. Die Netzbetreiber nutzen diese Produkte und erbringen durch deren bedarfsgerechten Einsatz die Systemdienstleistungen [24]. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die nach ihren Funktionen in vier unterschiedliche Arten differenzierten Systemdienstleistungen.

Tabelle 4: Einordnung von Systemdienstleistungen

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Funktion	<ul style="list-style-type: none"> • Halten der Frequenz im zulässigen Bereich 	<ul style="list-style-type: none"> • Halten der Spannung im zulässigen Bereich • Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss 	<ul style="list-style-type: none"> • Wiederherstellung der Versorgung nach (Groß-) Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Koordination des Netz- und Systembetriebes
Produkte / Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Momentanreserve • Regelleistung • Abschaltbare Lasten • Frequenzabhängiger Lastabwurf • Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen) 	<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 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanalyse, Monitoring • Engpassmanagement (u.a. Redispatch) • Einspeisemanagement • Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> • Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke • Flexible steuerbare Lasten • Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen, BHKWs und steuerbaren Lasten) 	<ul style="list-style-type: none"> • Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke • Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen) • EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzleitwarten in Verbindung mit schwarzstartfähigen konventionellen Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzleitwarten in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Quelle: dena [24]

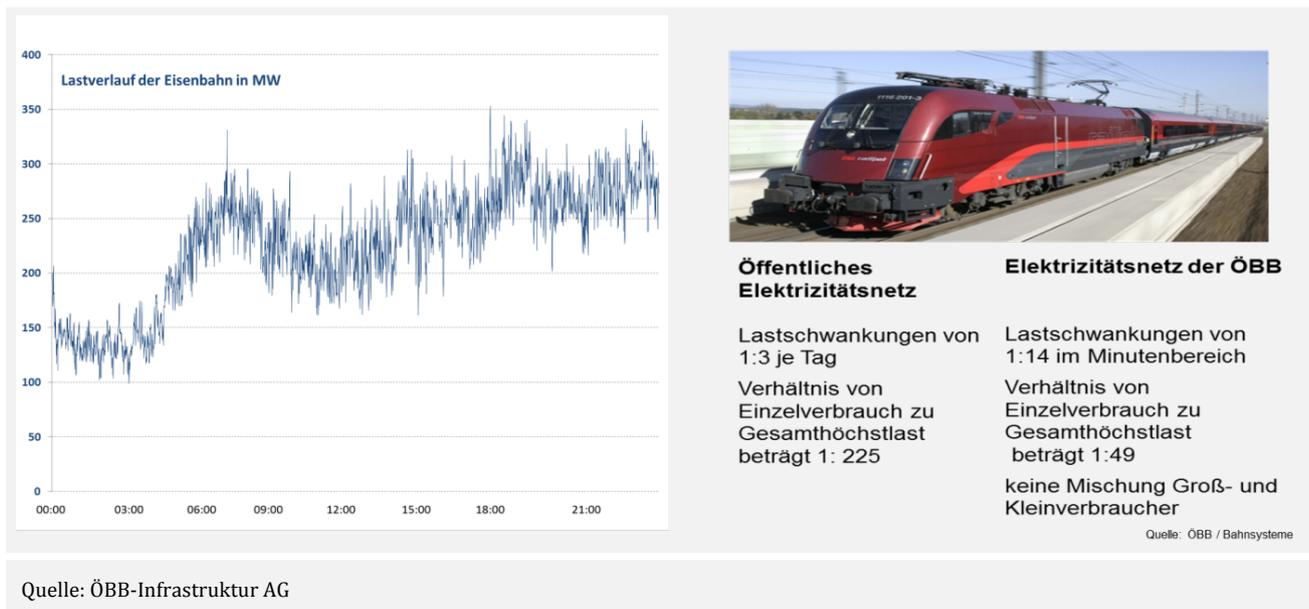
Durch ihre schnelle Regelfähigkeit können Speicherkraftwerke Systemdienstleistungen erbringen, die heute insbesondere in den österreichischen Nachbarländern häufig noch von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden. Dies betrifft die Bereitstellung von Regelenergie und Blindleistung zur Frequenz- und Spannungshaltung und den Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen aber auch die Möglichkeit zum Redispatch zur kurzfristigen Beseitigung von Netzengpässen.

Effiziente 16,7 Hz-Bahnstromversorgung

Speicherkraftwerke sind in Österreich nicht nur an das 50 Hz-Netz der öffentlichen Stromversorgung, sondern auch an das mit der bahnspezifischen Frequenz von 16,7 Hz betriebene Netz der österreichischen Bundesbahnen angeschlossen. Die Energieversorgung der ÖBB-Infrastruktur AG (ÖBB) erfolgt durch eine sog. zentrale Bahnstromversorgung, wobei für den Lastausgleich bzw. den Energietransport zwischen den Unterwerken (Umspannwerken) ein eigenes ÖBB-Bahnstromnetz zur Verfügung steht an das ÖBB-eigene Wasserkraftwerke, 16,7

Hz-Wasserkraftwerke von Partnerunternehmen und Frequenzumformer angeschlossen sind. Die Bahnstromversorgung stellt dabei ein in sich geschlossenes System (eine Regelzone) dar, dessen Regelung unabhängig vom öffentlichen 50 Hz-Netz erfolgt. Da im Bahnstromnetz relativ wenig Lasten (ca. 500 Triebfahrzeuge) mit einem vergleichsweise hohen Einzelverbrauch (bis zu 15 MW) „angeschlossen“ sind, kommt es zu einer vergleichsweise hohen Stochastik der Last, wodurch ein hoher Bedarf an flexibler Leistung zur Ausregelung dieser Schwankungen entsteht. Während das Verhältnis der maximalen Last eines einzelnen Verbrauchers zur Gesamthöchstlast im Bahnstromnetz 1:49 beträgt, liegt dieses Verhältnis im öffentlichen Elektrizitätsnetz mit 1: 225 aus Sicht der Systemstabilität spürbar günstiger. Noch deutlicher werden die unterschiedlichen Anforderungen an den Ausgleich von Lastschwankungen beim Vergleich der maximalen Lastschwankungen, die im öffentlichen Netz bei bis zu 1:3 innerhalb eines Tags liegen und im ÖBB-Netz ein Verhältnis von bis zu 1:14 im Minutenbereich aufweisen können. Diese großen Unterschiede zwischen dem öffentlichen und dem ÖBB-Netz entstehen dadurch, dass im 16,7 Hz-Bahnstromnetz keine Durchmischung von Groß- und Kleinverbrauchern erfolgt, sondern nur Großverbraucher mit vergleichsweise schlecht prognostizierbarer Nachfragecharakteristik versorgt werden. Abb. 18 zeigt hierzu als Beispiel den Lastverlauf im Bahnstromsystem der ÖBB für einen exemplarischen Tag. Im Bahnstromnetz kann es aufgrund der Besonderheiten innerhalb von einer Viertelstunde um Verbrauchsschwankungen von 200 MW kommen (mehr als 40 % der max. Lastspitze).

Abb. 18: Exemplarische Lastdynamik eines Tages im Bahnstromsystem der ÖBB-Infrastruktur AG



Durch die hohe Lastdynamik des Eisenbahnbetriebs werden die Speicherkraftwerke der ÖBB vor allem zum Ausregeln der Lastspitzen eingesetzt. Der Bedarf an dieser flexiblen Erzeugungsleistung ist in den letzten Jahre kontinuierlich gewachsen, da bspw. durch die Anhebung der Höchstgeschwindigkeit auf 230 km/h in gewissen Streckenabschnitten, der Inbetriebnahmen von Hochgeschwindigkeitsstrecken sowie der Vereinheitlichung von Ankunfts- und Abfahrtszeiten auf der Westbahnstrecke die Dynamik der ÖBB-Last zugenommen hat. Der Bedarf an Flexibilität im Bahnstromnetz wird zukünftig insbesondere durch die geplante Einführung eines Taktfahrplans oder die weitere Anhebungen der Streckenhöchstgeschwindigkeiten tendenziell weiter steigen.

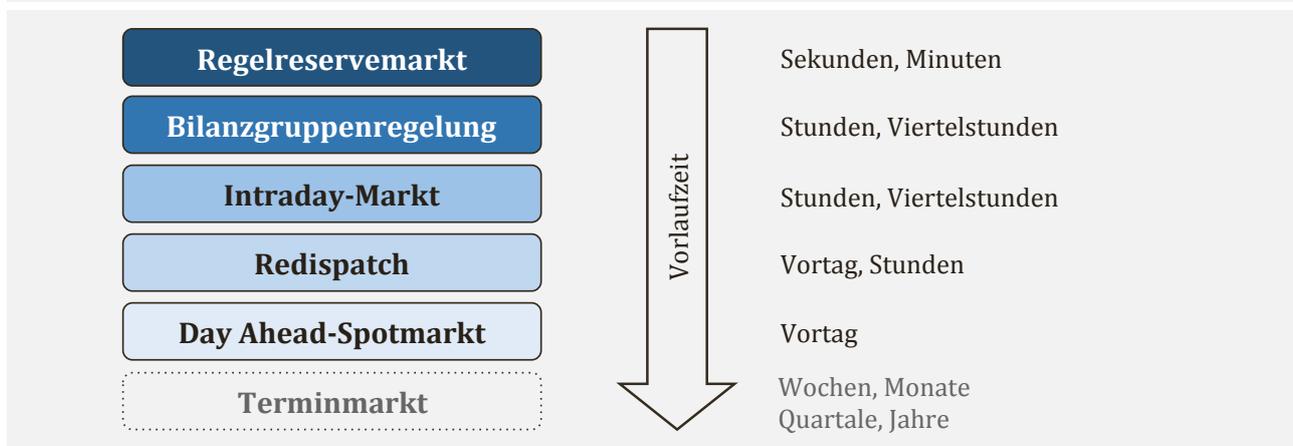
Die 16,7 Hz-Speicherkraftwerke liefern analog zum 50 Hz-Netz (vgl. Tabelle 4) auch einen wesentlichen Beitrag für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung, zum Versorgungswie-

deraufbau nach Großstörungen oder zur Betriebsführung (d. h. Koordination des 16,7 Hz-Netz- und Systembetriebs). Im Vergleich zum 50 Hz-Netz stehen zur Erbringung der benötigten Systemdienstleistungen jedoch nur eine sehr beschränkte Anzahl von 16,7 Hz-Speicherkraftwerken und Frequenzumformer zur Verfügung, wobei Frequenzumformer nicht in der Lage sind alle Systemdienstleistungen zu erbringen. Bspw. können Frequenzumformer im Gegensatz zu den schwarzstartfähigen 16,7 Hz-Speicherkraftwerke bei einer Großstörung im 50 Hz-Netz den Versorgungswiederaufbau im 16,7 Hz-Netz nicht unterstützen, so dass Fahrgäste, die in Zügen in Tunnels festsitzen, ggf. nicht in akzeptabler Zeit evakuiert werden können.

3.2 Marktsegmente für Speicherkraftwerke

Zur Gewährleistung einer stabilen und zuverlässigen Stromversorgung müssen zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch exakt übereinstimmen. Angebot (Stromerzeugung) und Nachfrage (Stromverbrauch) werden hierzu über verschiedene Märkte mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten bis zur physischen Erfüllung „zusammengebracht“. Grundsätzlich kann der Handel von Strom entweder über Börsen oder bilaterale Geschäfte, auch Over-the-Counter-Handel (OTC) genannt, erfolgen, wobei unabhängig davon zwischen einem planbaren Agieren (Terminmarkt und vor allem Day Ahead-Markt) und einem kurzfristigen Reagieren (Intraday-Markt, Bilanzgruppenregelung sowie Abruf von Regelleistung und Redispatch) unterschieden werden kann. Auf Grund der im Vergleich zu thermischen Kraftwerken deutlich geringeren Vorlaufzeiten in der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung können Speicherkraftwerke grundsätzlich alle existierenden Marktsegmente bedienen (Abb. 19).

Abb. 19: Einsatz von Speicherkraftwerke in verschiedenen Markt-/Produktsegmenten



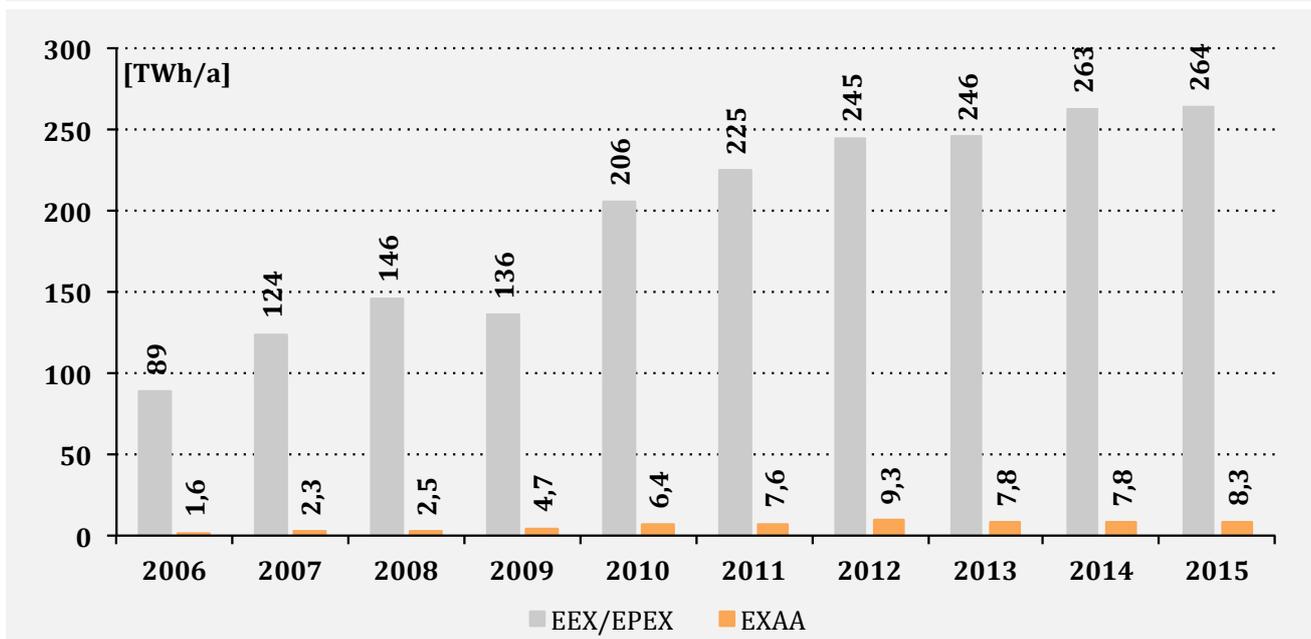
Quelle: eigene Darstellung

Neben der Vermarktung im Day Ahead-Spotmarkt sowie Intraday-Spotmarkt und Regelenergiemarkt kann die Flexibilität von Speicherkraftwerken auch zur untertägigen Ausregelung der eigenen Bilanzgruppe und damit zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten verwendet werden. Zusätzlich können Speicherkraftwerke auf Anforderung durch die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber über einen sog. Redispatch zur Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt werden. Darüber hinaus werden Speicherkraftwerke zur Risikoreduktion auch am Terminmarkt vermarktet, wobei diese Vermarktungsoptionen für die Betrachtung von möglichen Schwall-/Sunkeinschränkungen von untergeordneter Bedeutung sind und werden daher im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

3.2.1 Day Ahead-Markt

Über den Day Ahead-Markt erfolgt in der Regel eine erste Einsatzplanung der flexiblen Erzeugungsleistung von Speicherkraftwerken für den Folgetag, wobei eine Vermarktung der österreichischen Speicherkraftwerkskapazitäten entweder an der European Power Exchange EPEX Spot mit Sitz in Paris oder der Energy Exchange Austria AG (EXAA) mit Sitz in Wien erfolgen kann. Auf Grund des deutlich höheren Handelsvolumens stellt jedoch für österreichische Kraftwerke der Großhandelsmarkt an der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland-Österreich die zentrale Strombörse dar (Abb. 20).

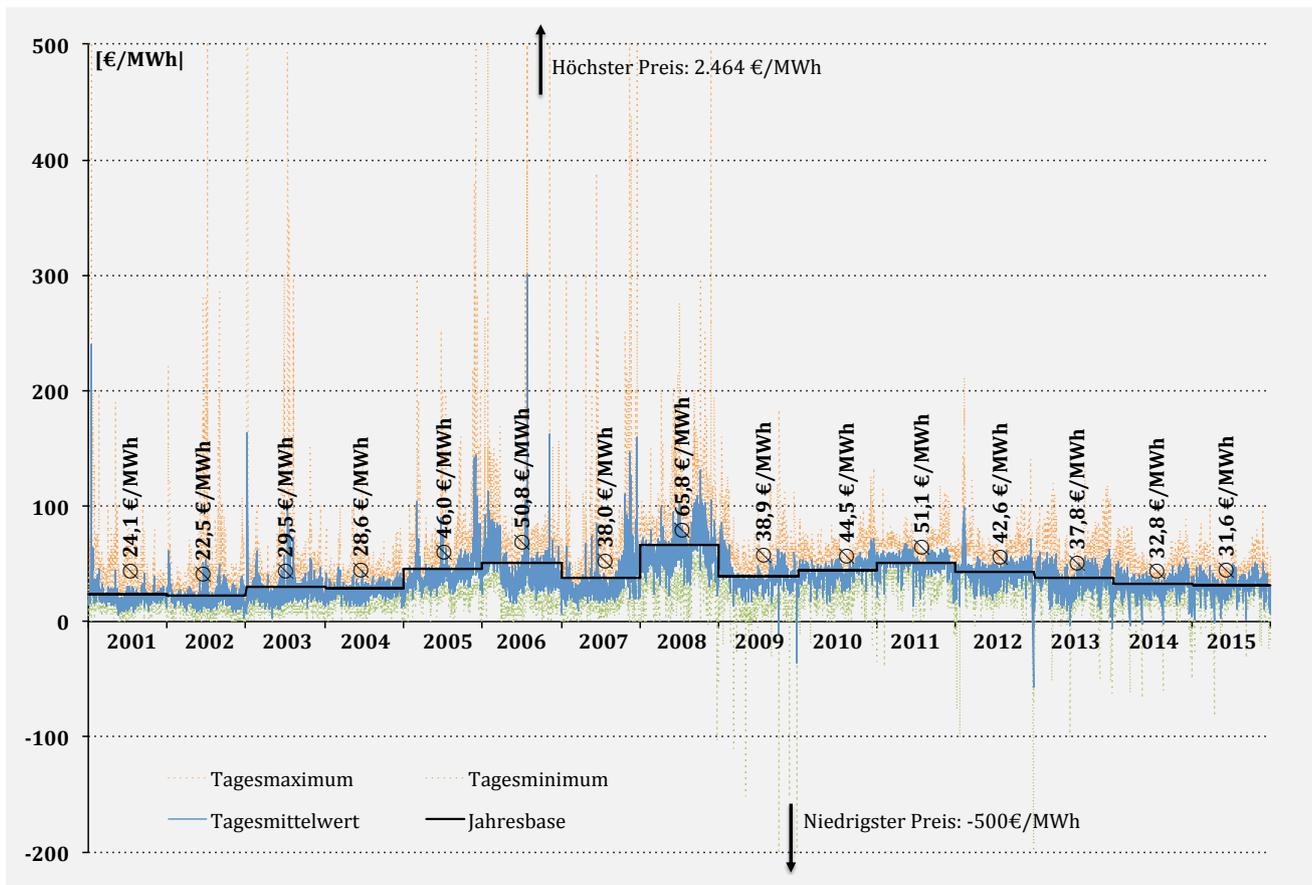
Abb. 20: Handelsvolumina am Day Ahead-Markt EPEX Spot und EXAA für das deutsch-österreichische Marktgebiet zwischen 2006 und 2015



Daten: EXAA, EPEX Spot (bis 2009 EEX)

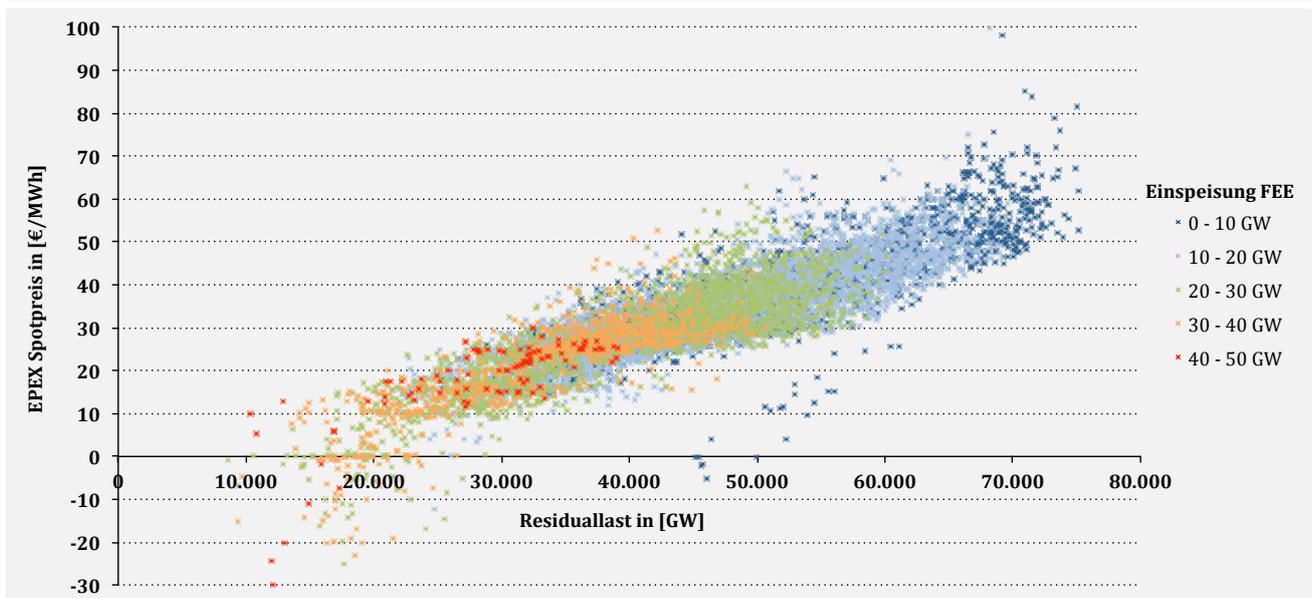
Trotz des geringeren Handelsvolumens an der EXAA korrelieren die mittleren Preise stark mit der EPEX Spot – die jahresmittleren Spotpreise differieren um weniger als 1%. Allerdings kann es durch den unterschiedlichen Handelsschluss für die Day Ahead-Auktion an der EXAA (10:12) und EPEX Spot (12:00) sowie des fehlenden Handels an der EXAA an Samstagen, Sonntagen und Feiertagen in einzelnen Stunden durchaus zu deutlich Abweichungen zwischen den beiden Handelsplätzen kommen. Insgesamt zeigen die Preise an der EXAA jedoch eine sehr ähnliche Struktur wie an der EPEX Spot, da die grundsätzlichen marktpreisbestimmenden Faktoren jeweils die gleichen sind. Abb. 21 zeigt hierzu die tages- und jahresmittleren EPEX Day Ahead Spotpreise für das Marktgebiet Deutschland-Österreich für die Jahre 2001 bis 2015. Zusätzlich sind in Abb. 21 auch die jeweiligen Tagesmaxima und -minima dargestellt, da die Preise einzelner Stunden deutlich um den Tagesmittelwert schwanken können. Auf Grund des aktuell vergleichsweise niedrigen absoluten Strompreisniveaus hat jedoch auch diese Volatilität der stündlichen Spotpreise abgenommen. Jedoch ist selbst im aktuell sehr ungünstigen Marktumfeld die preisbeeinflussende Wirkung der Wind- und PV-Stromeinspeisung deutlich feststellbar, da die wind- und PV-bedingten Erzeugungsschwankungen einen wesentlichen Einfluss auf die kurzfristige Strompreisbildung haben (vgl. auch Factbox Strompreisbildung am Großhandelsmarkt, Seite 8). Abb. 22 zeigt diesen Zusammenhang exemplarisch anhand der Korrelation der EPEX-Spotpreise und der residualen Stromnachfrage von Österreich und Deutschland für das Jahr 2015.

Abb. 21: EPEX Day Ahead Spotpreise für das Marktgebiet Deutschland-Österreich 2001 - 2015



Daten: EEX, EPEX (Notierungen 2001 an LPX, 2002 bis 2011 an EEX, ab 2012 an EPEX); Darstellung auf Maximalwert 500 €/MWh und Minimalwert von -200 €/MWh beschränkt

Abb. 22: EPEX Day Ahead-Spotpreise sowie Residuallast Marktgebiet Deutschland-Österreich 2015

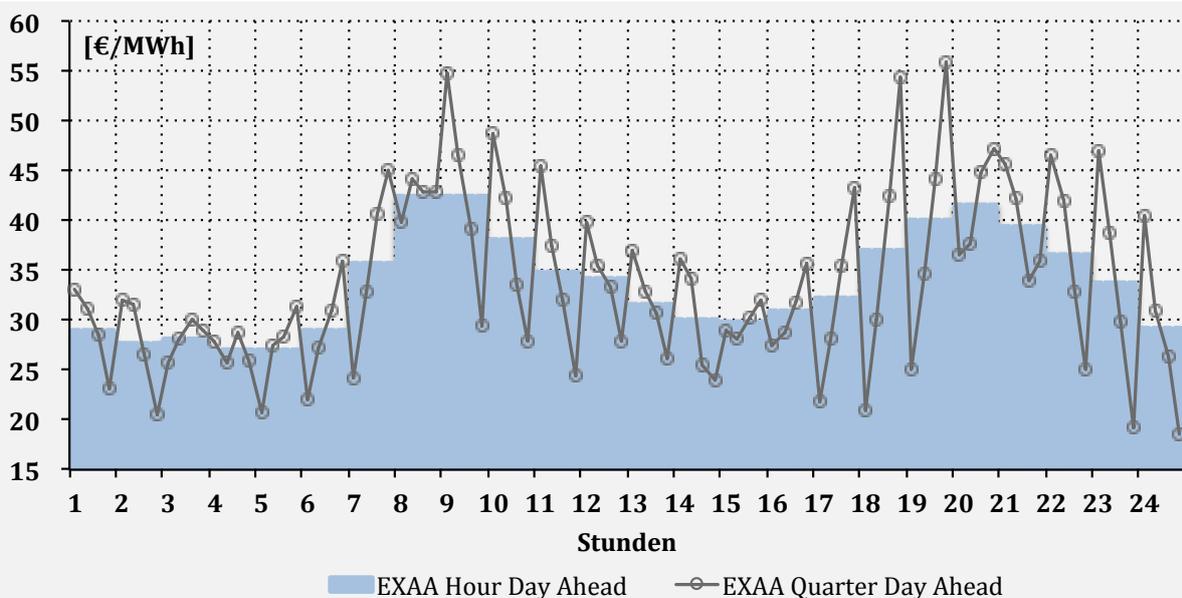


Daten: ENTSO-E; Residuallast = Gesamtlast abzüglich Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft im Marktgebiet Deutschland-Österreich inkl. Luxemburg

Die Höhe der jeweils prognostizierten Einspeisemengen aus Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft im deutsch-österreichischen Marktgebiet ist in Abb. 22 geclustert in unterschiedlichen Farben dargestellt ist. Deutlich zu erkennen ist, dass unabhängig vom jeweiligen Lastbereich die Spotpreise mit zunehmender Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) tendenziell sinken und bei sehr hohem FEE-Angebot und gleichzeitig niedriger Last sogar negativ werden können.

Auf Grund ihrer hohen Flexibilität können Speicherkraftwerken jedoch nicht nur im Stunden- sondern auch im Viertelstundenhandel eingesetzt werden. Der Handel von Viertelstundenprodukten gewinnt durch die Möglichkeit einer genaueren Abbildung der Erzeugungs- und Absatzportfolios innerhalb einer Bilanzgruppe und der damit verbundenen Reduzierung von Ausgleichsenergie zunehmend an Bedeutung. Sowohl die EXAA als auch EPEX Spot bieten daher für das deutsch-österreichische Marktgebiet Viertelstundenprodukte an, wobei die EXAA diese in den Day-Ahead-Markt und die EPEX in die Day-Ahead- und Intraday-Auktion bzw. den Fließhandel integriert haben. Die durchschnittlichen Viertelstundenpreise einer Stunde entsprechen an der EXAA den Stundenprodukten im Day-Ahead-Markt. Allerdings kann es zwischen den einzelnen $\frac{1}{4}$ h-Preisen einer Stunde zu erheblichen Abweichungen kommen, wie in Abb. 23 exemplarisch für die Viertelstunden- und Stundenpreise am 1. Juli 2015 dargestellt ist.

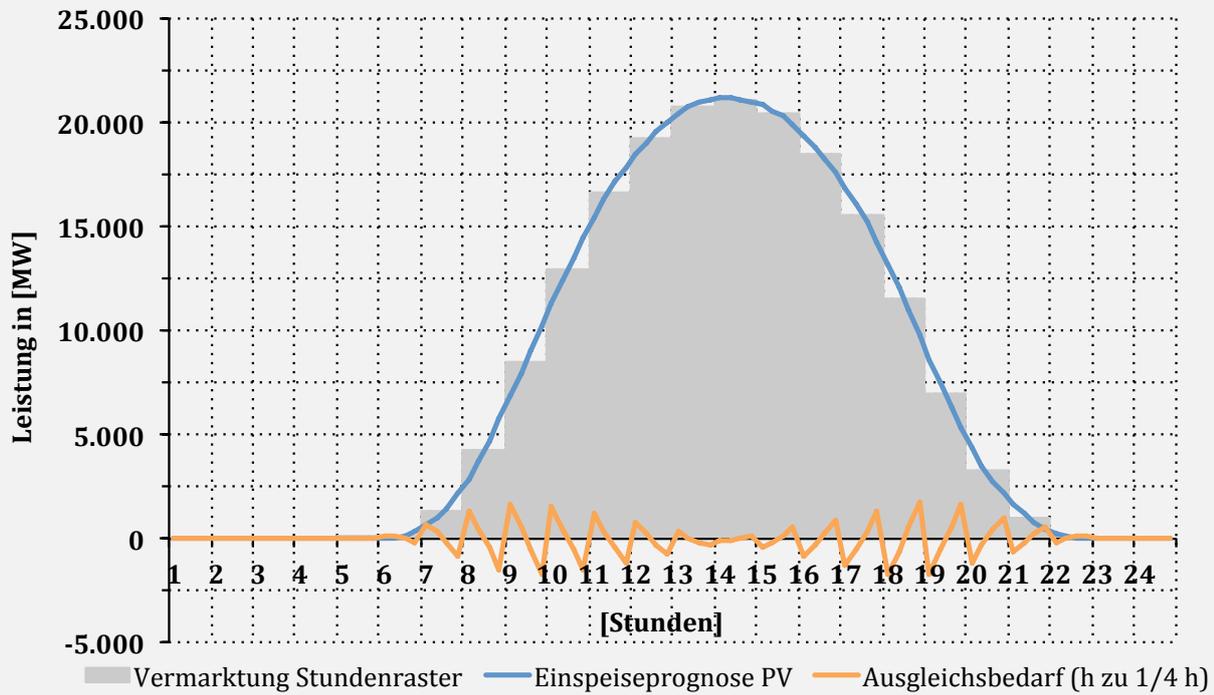
Abb. 23: EXAA Day Ahead-Stunden- und -Viertelstundenpreise am 1. Juli 2015



Daten: EXAA

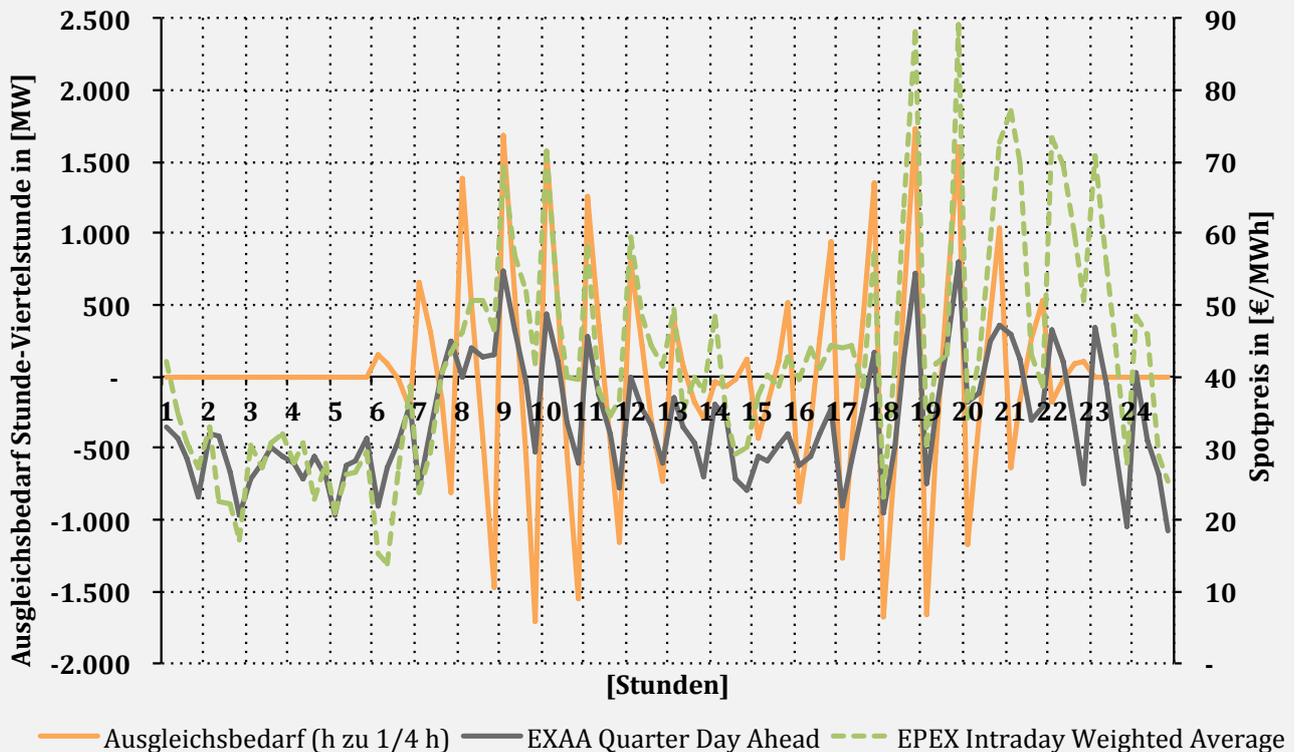
Auffällig ist dabei, dass sich im Tagesverlauf unterschiedliche Phasen abwechseln in denen jeweils entweder die erste oder letzte Viertelstunde einer Stunde den höchsten Preis zeigt. Bspw. hat in den Stunden 9 bis 14 die erste und in den Stunden 15 bis 20 die letzte Viertelstunde einer Stunde den höchsten Preis. Diese typischen und sich sehr häufig wiederholenden Muster der $\frac{1}{4}$ h-Preise spiegeln den kontinuierlichen Leistungsgradienten der Last sowie Photovoltaikeinspeisung bzw. die Abweichungen zwischen einer Stundenbewirtschaftung im Day Ahead-Markt und untertägigen $\frac{1}{4}$ h-Bewirtschaftung der Bilanzgruppen wieder (Anm.: Die viertelstündlichen EXAA Day Ahead-Preise antizipieren den Preisverlauf im viertelstündlichen Intraday-Markt an der EPEX, so dass diese Zusammenhänge auch auf den EPEX Spot Intraday-Markt übertragen werden können). Dies soll im Folgenden exemplarisch anhand der Abweichungen zwischen einer stündlichen und viertelstündlichen Betrachtung der Photovoltaikeinspeisung in Deutschland für den 1. Juli 2015 dargestellt werden (Abb. 24 und Abb. 25).

Abb. 24: Ausgleichsbedarf zwischen stündlicher und viertelstündlicher Bewirtschaftung der Photovoltaikeinspeisung in Deutschland am 1. Juli 2015



Daten: netztransparenz.de (Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber)

Abb. 25: EXAA Quarter Day Ahead Spotpreis, mengengewichteter EPEX Intraday-Spotpreis sowie Ausgleichsbedarf Stunde-Viertelstundenbewirtschaftung Photovoltaik am 1. Juli 2015



Daten: netztransparenz.de (Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber), EXAA, EPEX Spot

Abb. 24 zeigt die Vortages-Prognose der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen für Deutschland am 1. Juli 2015 (blaue Linie). Bei einer Bewirtschaftung des Portfolios im EPEX Day Ahead-Spotmarkt würde jeweils die mittlere stündliche PV-Einspeisung vermarktet werden (graue Fläche), so dass die Differenz zwischen $\frac{1}{4}$ h-Einspeiseprognose und 1 h-Vermarktung am Folgetag im viertelstündlichen Intraday-Markt ausgeglichen werden kann (orange Linie).¹⁸ Bei steigendem Gradienten (Vormittag bis nach Mittag) kommt es damit in den ersten beiden Viertelstunden zu einem Leistungsüberschuss und in den letzten beiden Viertelstunden einer Stunde zu einem Leistungsdefizit innerhalb des Portfolios. Umgekehrt kommt es bei fallendem Gradienten (Nachmittag bis frühen Abend) in den ersten beiden Viertelstunden zu einem Leistungsdefizit und in den letzten beiden Viertelstunden einer Stunde zu einem Leistungsüberschuss. Werden diese Defizite und Überschüsse nun mit den Preisen im viertelstündlichen EXAA Day-Ahead und EPEX-Intraday-Markt gespiegelt, lässt sich eine hohe Korrelation der Preisstrukturen mit der Abweichung zwischen einer Stunden- und $\frac{1}{4}$ h-Bewirtschaftung der Photovoltaikeinspeisung feststellen (Abb. 25).

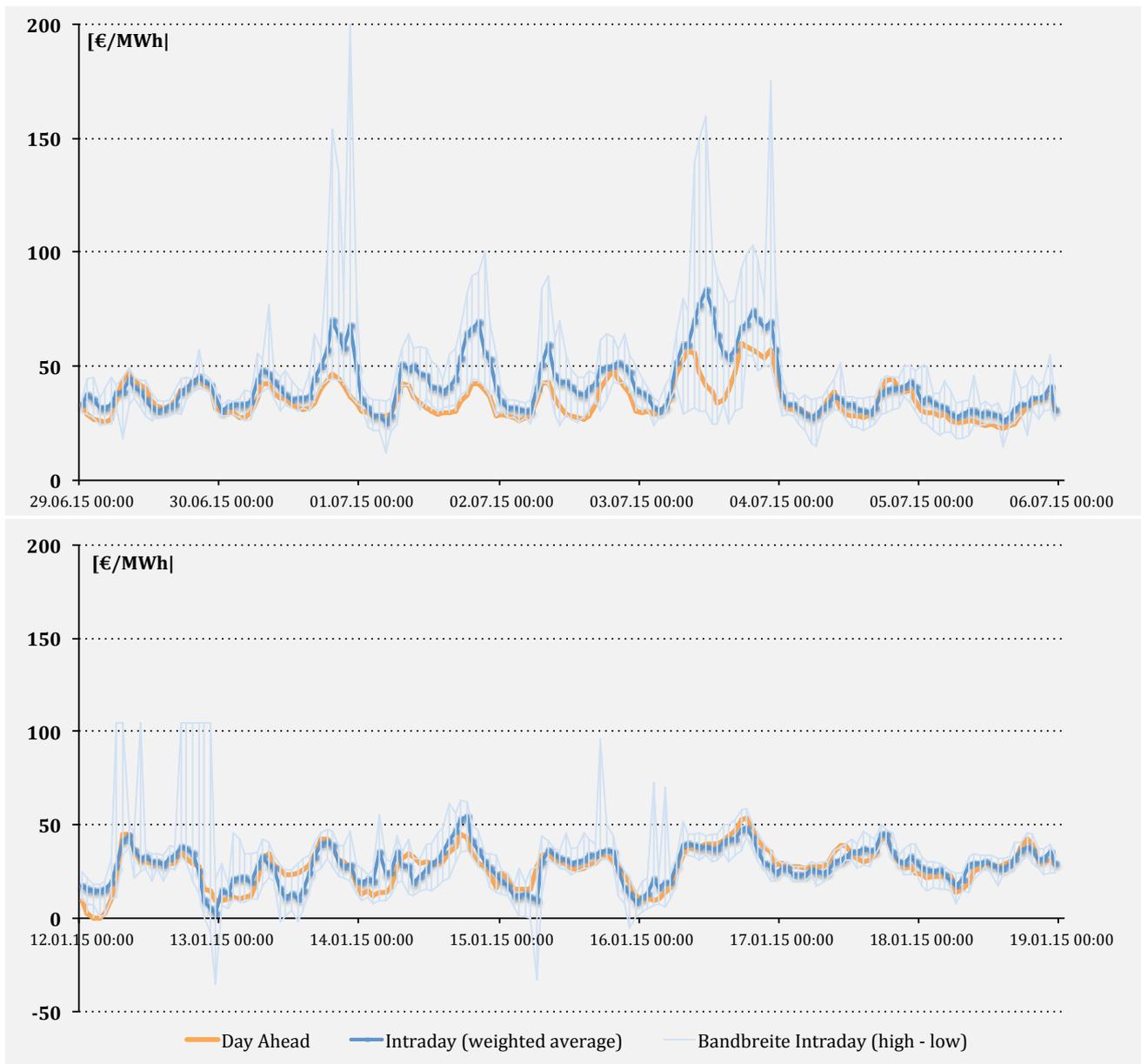
Grundsätzlich wäre zu erwarten, dass sich diese Effekte mit dem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik verstärken werden – eine Ansicht, die auch von einem Teil der Marktteilnehmer vertreten wird. Ein anderer Teil der Marktteilnehmer sieht die hohe Volatilität der Viertelstundenpreise innerhalb einer Stunde jedoch weniger als Folge einer fundamental begründbaren Preisbildung an, als vielmehr das Ergebnis eines von Inflexibilitäten im Kraftwerkspark bzw. Ineffizienzen im Marktdesign sowie der Bewirtschaftung von (Photovoltaik)-Portfolios durch die Marktteilnehmer geprägten Marktumfeldes. Durch die steigende Bedeutung von kurzfristigen Handelsprodukten, einer zunehmenden Liquidität an den $\frac{1}{4}$ h-Märkten sowie Synchronität von Stunden- und Viertelstundenhandel erwarten diese Marktteilnehmer daher, dass die z. T. extremen Schwankungen innerhalb einer Stunde in den kommenden Jahren tendenziell kleiner werden und langfristig sogar komplett verschwinden könnten. Ein diesbezüglicher Trend zu geringeren Volatilitäten innerhalb einer Stunde war in den vergangenen beiden Jahren auch im $\frac{1}{4}$ h-Day Ahead-Markt der EXAA bereits zu beobachten.

3.2.2 Intraday-Markt

Zusätzlich zur Optimierung des Einsatzes von Speicherkraftwerken im Day-Ahead-Spotmarkt gewinnt die untertägige Einsatzoptimierung im Intraday-Markt stetig an Bedeutung, um systemimmanente Abweichungen zwischen der Vortagesprognose und der untertägig aktualisierten Prognose der Last und vor allem der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie kurzfristig ausgleichen zu können. Im Gegensatz zur EPEX Spot bietet die EXAA keinen Intraday-Handel an, so dass dieser ausschließlich an der EPEX Spot erfolgt. Um 15 Uhr findet dabei für den Folgetag eine Auktion in viertelstündlicher Auflösung statt. Anschließend kann ab 16 Uhr für den Folgetag im kontinuierlichen Intraday-Handel bis 30 Minuten vor Lieferung gehandelt werden. Im Unterschied zur Day Ahead- und Intraday-Auktion, wo für alle zur Ausführung kommenden Handelsgeschäfte für ein bestimmtes Produkt ein Einheitspreis (sog. Market Clearing Price) bestimmt wird, wird im kontinuierlichen Intraday-Handel ein Handelsgeschäft abgeschlossen, sobald sich ein Kauf- und ein Verkaufsangebot „treffen“. Entsprechend können über den Verlauf des Intraday-Handels für ein bestimmtes Stunden- oder Viertelstundenprodukt unterschiedliche Preise entstehen. Abb. 26 zeigt dies am Beispiel der stündlichen Preise im EPEX-Spotmarkt Day-Ahead und Intraday für das deutsch-österreichische Marktgebiet für eine Woche im Jänner und Juli 2015.

¹⁸ Für den untertägigen Ausgleich werden in der operativen Umsetzung zusätzlich auch Änderungen in der Einspeiseprognose berücksichtigt auf die hier vereinfachend nicht weiter berücksichtigt werden.

Abb. 26: EPEX Spot Day Ahead- und Intraday-Preise für den kontinuierlichen Handel Marktgebiet Deutschland-Österreich für zwei exemplarische Wochen im Jahr 2015



Daten: EPEX Spot

Die Preise im Intraday-Markt können dabei deutlich von den Preisen im Day-Ahead-Markt abweichen sowie innerhalb einzelner Stunden z. T. eine sehr große Bandbreite haben, da im Handelsverlauf die Prognosen für Last und Erzeugung zunehmend verbessert bzw. sich die Aufbringungs- und Abgabesituation deutlich verändern kann und damit Abweichungen untertäglich korrigiert werden können. Speicherkraftwerke können von diesen Unsicherheiten profitieren, da sie bei einer untertägigen Anpassung der Einsatzoptimierung die Erzeugung kurzfristig entsprechend den Preisen im Intraday-Markt verändern können. Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass der Intraday-Handel zwischen Österreich und Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern zunehmend auf Grund von Netzengpässe bzw. Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen ausgesetzt werden. Dies tritt dann ein, wenn ein Engpass mit netztechnischen Maßnahmen nicht mehr beherrschbar ist und damit bspw. im Zuge des grenzüberschreitenden Redispatch Kraftwerke in Österreich von einem deutschen Übertragungsnetz-

betreiber zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität angefordert werden. Um ein gegenläufiges Verhalten der Marktteilnehmer zu vermeiden wird dann der Intraday-Handel von Deutschland nach Österreich unterbrochen. Im Jahr 2015 wurde der Intraday-Handel zwischen Österreich und Deutschland 310 Mal für in Summe 3.800 Stunden unterbrochen. Davon entfielen knapp 97% auf den Intraday-Handel von Deutschland nach Österreich und 3% von Österreich nach Deutschland.

3.2.3 Regelreservemarkt

Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern (in Österreich Austrian Power Grid, APG) als „letzte Instanz“ zur Sicherstellung eines permanenten Gleichgewichtes zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie innerhalb der jeweiligen Regelzone benötigt. Ist eine Regelzone dabei überdeckt (d. h. die Summe der Einspeisungen ist größer als die Summe der Ausspeisungen) wird negative Regelleistung abgerufen und damit Regelenergie vom Übertragungsnetzbetreiber an Anbieter geliefert, die hierzu entweder die Erzeugung eines Kraftwerks reduzieren oder den Verbrauch erhöhen. Umgekehrt wird bei einer Unterdeckung der Regelzone durch den Abruf positiver Regelleistung (d. h. Lieferung Regelenergie durch den Anbieter an den Übertragungsnetzbetreiber) die Einspeisung eines Kraftwerks erhöht bzw. die Stromaufnahme eines steuerbaren Verbrauchers reduziert. In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit werden Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden:¹⁹

- **Primärregelleistung (PRL):** Aufgabe der Primärregelung ist die schnelle Stabilisierung der Netzfrequenz bei Auftreten von Leistungsungleichgewichten als Gemeinschaftsaufgabe aller systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber des ENTSO-E Synchronverbundes Continental Europe. Die PRL muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und mindestens für 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Im Synchronverbund werden heute insgesamt 3.000 MW an PRL vorgehalten. Diese wird dabei auf die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber entsprechend der Erzeugung in ihrer Regelzone aufgeteilt.
- **Sekundärregelleistung (SRL):** Die Sekundärregelung wirkt je Regelzone von zentraler Stelle automatisch durch die kontinuierliche Vorgabe eines Leistungssollwertes des Sekundärreglers an den Anbieter (einzelnes Kraftwerk oder Pool). Aufgabe der Sekundärregelung ist die Rückführung der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte und damit Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert. Somit wird auch gewährleistet, dass die aktivierte PRL wieder zur Verfügung steht. Die SRL muss spätestens nach 30 Sekunden einsetzen und innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.
- **Tertiärregelleistung (TRL):** Die Aktivierung von TRL erfolgt durch manuelle oder automatisierte Eingriffe in die Kraftwerkserzeugung – der Abruf bei den Anbietern durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt in Österreich und Deutschland jedoch automatisiert. Aufgabe der Tertiärregelung ist die Bereitstellung einer ausreichenden gesamten Leistungsreserve sowie ein Beitrag zur Wiederherstellung der Sekundärregelreserve. Sie muss innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.

Seit 2012 werden auch von der APG alle drei Regelleistungsarten über wöchentlich stattfindende Auktionen beschafft (TRL seit 2001, PRL seit 2010 und SRL seit 2012). Anbieter von Regelleistung müssen eine technische Präqualifikation für jede Regelleistungsart durchlaufen, um die Erfüllung der technischen Kriterien für die Er-

¹⁹ Positive Tertiärregelleistung wird in Österreich auch als Ausfallreserve bezeichnet. In Deutschland wird Tertiärregelleistung als Minutenreserveleistung bezeichnet. Entsprechend des in Vorbereitung befindlichen ENTSO-E Network Codes Load Frequency Control and Reserves (LFCR) entspricht die Primärregelleistung der "Frequency Containment Reserve" (FCR), die Sekundärregelleistung der "Automatic Frequency Restoration Reserve" (aFRR) und die Tertiärregelleistung der "Manual Frequency Restoration Reserve" (mFRR) (<https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/load-frequency-control-reserves/Pages/default.aspx>).

bringung von Regelleistung bestätigen zu lassen. Zusätzlich muss ein Rahmenvertrag mit der APG abgeschlossen werden, in dem die Beziehungen zwischen den Anbietern von Regelleistung und der APG als Regelzonenführer geregelt werden.

Insgesamt ist der Regelreservemarkt in Österreich mengenmäßig vergleichsweise klein; die mit Stand Juli 2016 von der APG kontrahierte Regelleistung liegt bei 65 MW für Primärregelleistung sowie in Summe 480 MW positive und 370 MW negative Sekundär- und Tertiärregelleistung. In Tabelle 5 ist der ausgeschriebene Bedarf an Regelleistung in Österreich zusammenfassend dargestellt, wobei zusätzlich auch der Regelleistungsbedarf der deutschen Übertragungsnetzbetreiber angeführt ist, da einzelne Kraftwerksbetreiber im Westen Österreichs seit Jahrzehnten auch am deutschen Regelenergiemarkt aktiv sind. Der Bedarf an Regelleistung liegt in Deutschland zwar etwa um den Faktor 10 über Österreich, jedoch lag das Preisniveau im deutschen Regelreservemarkt in den vergangenen Jahren zum Teil deutlich unter dem österreichischen Niveau gelegen.

Tabelle 5: Ausgeschriebener Regelleistungsbedarf in Österreich und Deutschland

Bezeichnung	Nomenklatur Network Code	Österreich	Deutschland
Primärregelleistung	Frequency Containment Reserve (FCR)	+/-65 MW	+/-583 MW
Sekundärregelleistung	Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	+/-200 MW	+2.054/-1.979 MW
Tertiärregelleistung*	Manuel Frequency Restoration Reserve (mFRR)	+280/-170 MW	+2.101/-2.353 MW

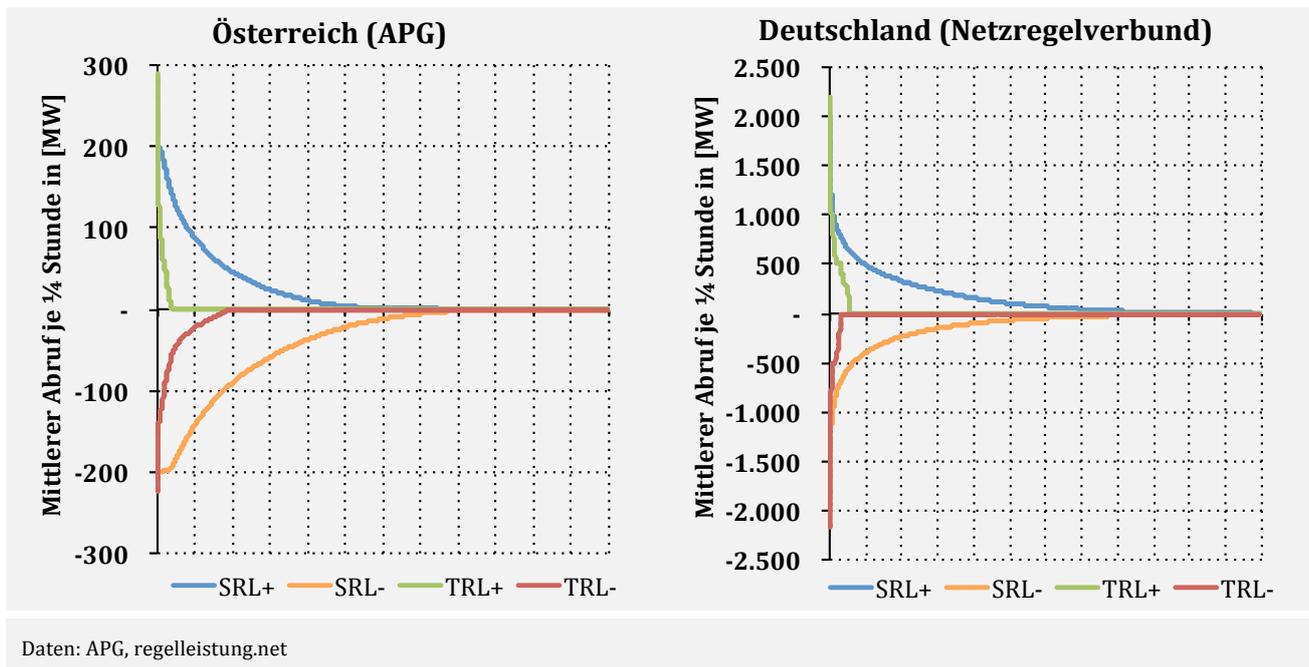
Quelle: APG, regelleistung.net (Stand Juli 2016); * wird in Deutschland als Minutenreserve bezeichnet

Die in Österreich ausgeschriebene Primärregelleistung wird pro-rata aus a) dem Anteil der jährlichen Stromerzeugung in der Regelzone der APG an der Stromerzeugung im synchronen Netzverbund der Regional Group Central Europe (RGCE) und b) der gesamten in der RGCE vorgehaltenen Primärregelleistung von ± 3.000 MW abgeleitet. Die vorgehaltene Menge an Sekundär- und Tertiärregelleistung wird demgegenüber auf Basis des *Operation Handbook* der ENTSO-E ermittelt²⁰, das verschiedene Möglichkeiten zur Bestimmung des Sekundär- und Tertiärregelleistungsbedarfs enthält. APG bestimmt den Sekundär- und Tertiärregelleistungsbedarf dabei anhand der Methode "Largest Generation Unit or Power Infeed", d. h. unter der Annahme eines Ausfalls der größten Erzeugungseinheit in Österreich. Die Sekundärregelleistung (± 200 MW) gleicht Schwankungen der Last und Erzeugung unter normalen Bedingungen aus. Im Falle eines ungeplanten Ausfalls einer größeren Erzeugungseinheit unterstützt positive Tertiärregelleistung (+280 MW) die Sekundärregelleistung zum Ausgleich des verbleibenden Leistungsdefizits in der österreichischen Regelzone. Als Sicherheitsreserve für einen stabilen Netzbetrieb muss die benötigte Regelleistung von den Anbietern permanent vorgehalten werden, auch wenn im operativen Netzbetrieb nur selten ein vollständiger Abruf der gesamten vorgehaltenen Regelleistung erfolgt. Abb. 27 zeigt dies am Beispiel der Dauerlinie der mittleren viertelstündlichen Abrufe von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Österreich sowie zusätzlich in Deutschland im Jahr 2015.²¹

²⁰ Abschnitt B-D5 in P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

²¹ Die viertelstündliche Mittelwerte leiten sich aus Abrufen im 2- bzw. 4-Sekunden-Raster ab, d. h. die tatsächlichen Vollabrufe können grundsätzlich auch deutlich häufiger erfolgen.

Abb. 27: Dauerlinie der mittleren viertelstündlichen Abrufe von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Österreich (links) und Deutschland (rechts) im Jahr 2015

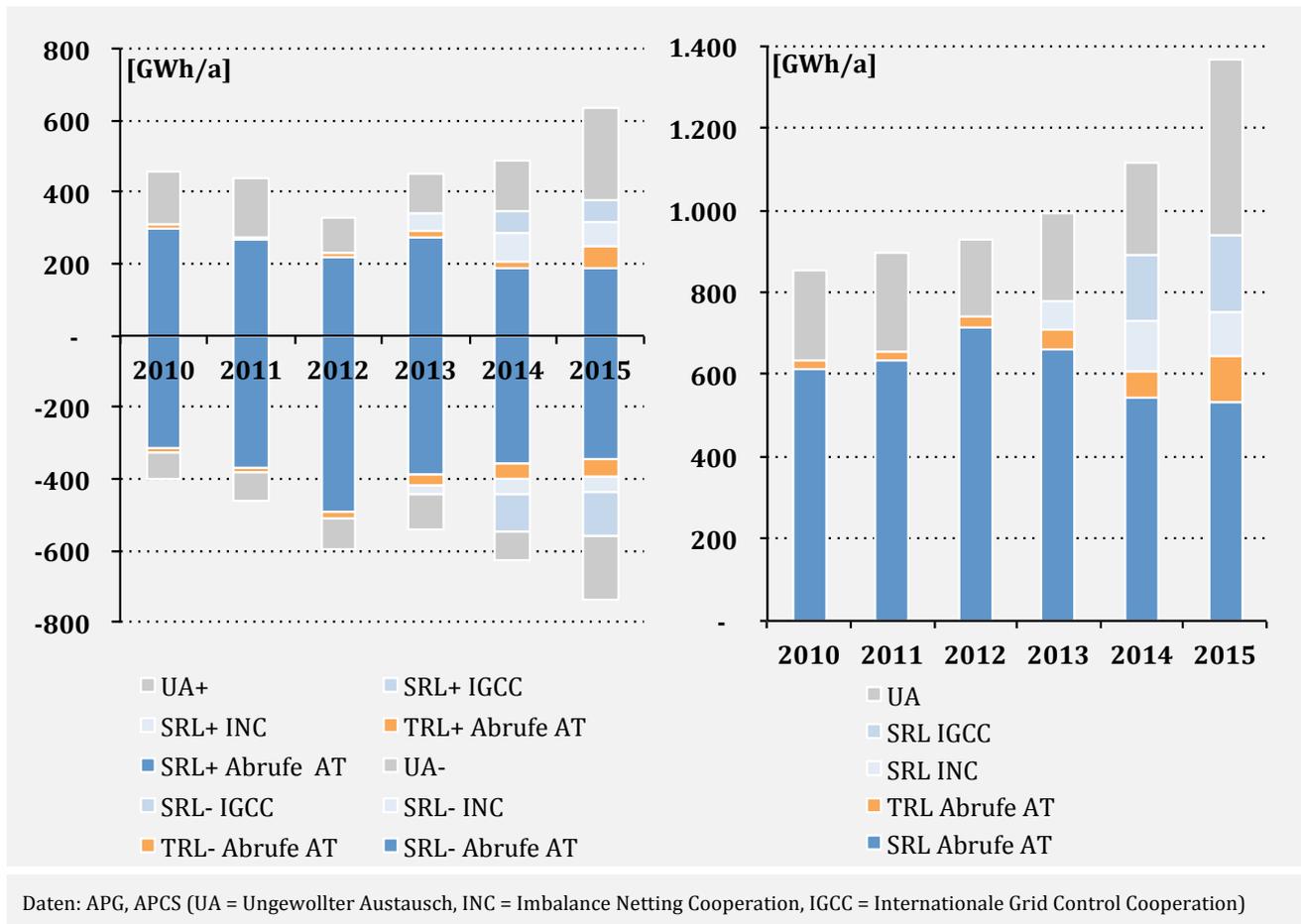


In Summe lag der Abruf an Regelleistung in Österreich im Jahr 2015 bei knapp 200 GWh an positiver und 400 GWh an negativer Sekundär- und Tertiärregelenergien – dies entspricht etwa 1% des gesamten österreichischen Jahresstromverbrauchs. Allerdings sind bei allen Produkten – wenn auch häufig nur für sehr kurze Zeiträume – regelmäßig Vollabrufe festzustellen. Im Vergleich dazu wurden in Deutschland 1.600 GWh an positiver und 1.200 GWh an negativer Regelleistung abgerufen, was etwa 0,5% des gesamtdeutschen Stromverbrauchs entspricht. Durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Kooperationen zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelleistung zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern ist in den vergangenen Jahren der Abruf von Regelleistung innerhalb der APG-Regelzone jedoch kontinuierlich zurückgegangen. Abb. 28 zeigt dies anhand der Entwicklung des gesamten Ausgleichsbedarfs der Regelzone APG, d. h. der Summe der in Österreich abgerufenen Regelleistung, der durch internationale Kooperationen (INC und IGCC) in Österreich vermiedenen Abrufe sowie des ungewollten Austausches der Regelzone APG mit benachbarten Regelzonen. Im linken Diagramm sind dabei die Energiemengen vorzeichenrichtig dargestellt, d. h. negative Mengen beschreiben den Abruf negativer Regelleistung bzw. einen Export im Zuge des ungewollten Austausches (UA) und positive Mengen den Abruf positiver Regelleistung bzw. einen Import im Zuge des ungewollten Austausches. Im rechten Diagramm sind hingegen die Abrufe von positiver und negativer Regelleistung bzw. die Exporte und Importe im Zuge des ungewollten Austausches als Absolutbetrag addiert dargestellt.

Deutlich zu erkennen ist dabei, dass das Ungleichgewicht der APG-Regelzone in den vergangenen Jahren zwar kontinuierlich von rd. 930 GWh im Jahr 2012 um knapp 50% auf 1.370 GWh im Jahr 2015 angestiegen, der Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Österreich im selben Zeitraum jedoch um fast 14% zurückgegangen ist. Der wesentliche Grund für das steigende Ungleichgewicht der APG-Regelzone ist dabei weniger im Ausbau der Ökostromerzeugung in Österreich als in der ineffizienten Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch die Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) zu finden, so dass im Vergleich zu anderen europäischen Ländern der Ausgleichsenergiebedarf der Ökostrombilanzgruppe um den Faktor 2 bis 3 höher liegt (vgl. [26]). Auf der

anderen Seite konnten durch das im Jahr 2013 gestartete Netting der Sekundärregelenergieabrufe mit Slowenien (International Netting Cooperation, INC, 2016 erweitert auf Kroatien) und dem Beitritt der APG zum internationalen Netzregelverbund im Jahr 2014 (International Grid Control Cooperation, IGCC) die Abrufmengen an Sekundärregelenergie in Österreich spürbar reduziert werden.²² Seit Juli 2016 erfolgt – wenn kein grenzüberschreitender Engpass vorliegt – zusätzlich der Einsatz von Sekundärregelleistung in Österreich und Deutschland anhand einer gemeinsamen Merit Order, wodurch sich das in der Vergangenheit in Österreich deutlich höhere Preisniveau für Sekundärregelenergie tendenziell dem deutschen Niveau angleichen sollte.

Abb. 28: Entwicklung der Ausgleichsmengen in der APG-Regelzone 2010 bis 2015



Während für Primärregelleistung bereits heute eine regelzonenübergreifende Ausschreibung in Österreich, Deutschland, der Schweiz und den Niederlanden besteht, kann Sekundär- und Tertiärregelleistung derzeit jedoch nur aus einzelnen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Vorarlberg und Tirol, die über eine Direktleitung bzw. Onlineaufschaltung mit dem deutschen Übertragungsnetz verbunden sind, direkt im deutschen Regelreservemarkt angeboten werden. Durch den Ausbau der Kooperationen bei der Beschaffung und beim Abruf von Regelleistung zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern, gewinnen die internationalen Regelreservemärkte für die Vermarktung der Flexibilität österreichischer Speicherkraftwerke jedoch zunehmend an Bedeutung. Als Beispiel sei hier die geplante Erweiterung der Kooperation zwischen Österreich und Deutschland im Bereich der Sekundärregelung angeführt, die von der derzeitigen gemeinsamen Abruf-Merit Order in den

²² Die Kooperationen optimieren die Aktivierung der Sekundärregelleistung durch einen grenzüberschreitenden Ausgleich (Netting) gegenläufiger Abrufe (<http://www.apg.at/en/market/balancing/secondary-control/inc>).

nächsten Jahren auf eine gemeinsame Ausschreibung erweitert werden soll.²³ Dadurch wird sich das potenzielle Marktvolumen für österreichische Speicherkraftwerke in den kommenden Jahren deutlich vergrößern.

3.2.4 Bilanzgruppenausgleich

Neben der Erbringung von Regelleistung kann die Flexibilität von Speicherkraftwerken auch zur Bewirtschaftung einer Bilanzgruppe und damit zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten verwendet werden. Ausgleichsenergie wird in Österreich von der Austrian Power Clearing and Settlement AG (APCS) an die Bilanzgruppen für den Ausgleich zwischen den vereinbarten und den tatsächlichen Fahrplanwerten verrechnet. Eine Bilanzgruppe ist Bezieher von Ausgleichsenergie, wenn der Saldo zwischen Ein- und Ausspeisungen negativ ist, d. h. die Bilanzgruppe ist unterdeckt. Ist die Bilanzgruppe hingegen überdeckt (d. h. positives Saldo aus Ein- und Ausspeisungen) wird Ausgleichsenergie aus Sicht der Bilanzgruppe an die Verrechnungsstelle geliefert.

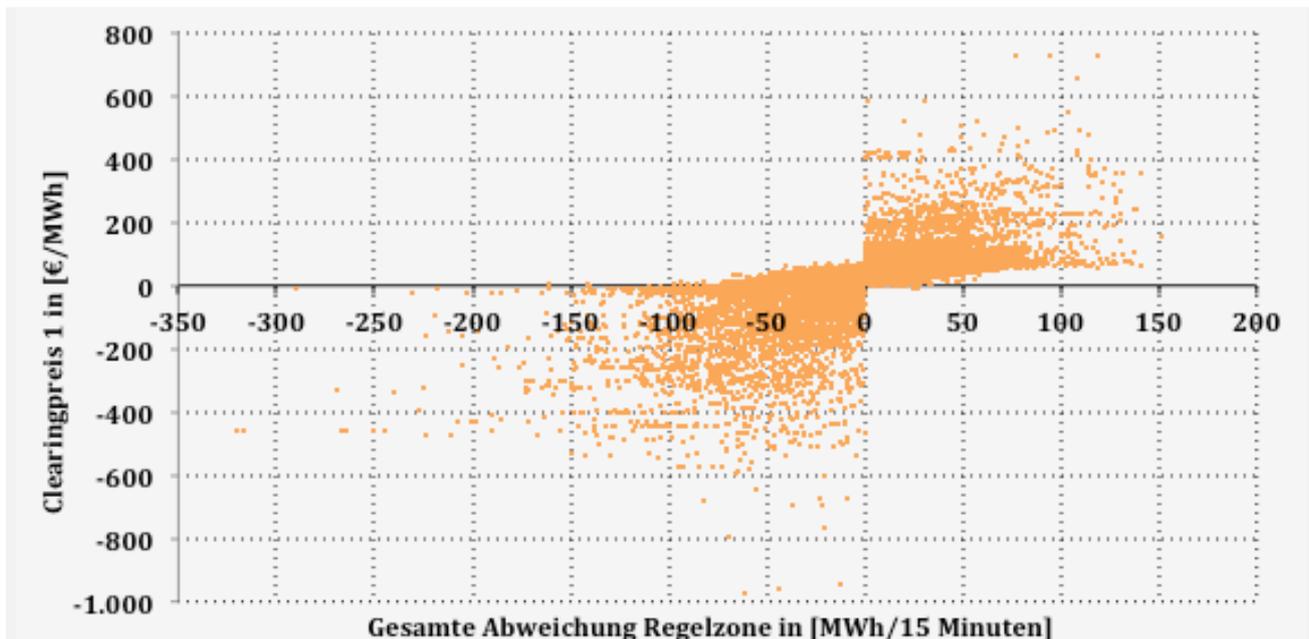
Ausgleichsenergie wird dabei primär zwischen den Bilanzgruppen ausgetauscht (bilanzieller Ausgleich). Ist die Regelzone jedoch insgesamt nicht ausgeglichen, müssen die verbleibenden Ungleichgewichte vom Regelzonenführer durch den Bezug oder die Lieferung von Regelenergie ausgeglichen werden (physikalischer Ausgleich). Regelenergie stellt damit im Gegensatz zur bilanziellen Ausgleichsenergie die physikalisch gelieferte oder bezogene Energiemenge von technischen Einheiten dar. Im Gegensatz zum Intraday-Markt ist eine aktive Bewirtschaftung der eigenen Bilanzgruppe nicht an standardisierte Produkte gebunden, d. h. Ungleichgewichte können grundsätzlich bis zum Zeitpunkt der physischen Erfüllung ohne definierte Produktlänge und mit anderen Bilanzgruppen auch ex post ausgeglichen werden. Aus Sicht der Systemsicherheit hat ein aktives Bilanzgruppenmanagement durch kurzfristigen Ausgleich von Abweichungen innerhalb der Bilanzgruppe den Vorteil, dass diese Abweichungen nicht in das Regelzonensaldo eingehen und damit durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden müssen.

Über die Ausgleichsenergie werden die gesamten Kosten der negativen Tertiärregelung und des ungewollten Austausches sowie jene Kosten der Sekundärregelung und der Ausfallreserve (positive Tertiärregelung) abgedeckt, die nicht über das Systemdienstleistungsentgelt an Einspeiser mit einer elektrischen Anschlussleistung von mehr als fünf MW verrechnet werden (sog. 78-22-Regelung, d. h. Wälzung von 78% der Kosten für Sekundärregelung sowie Ausfallreserve über Systemdienstleistungsentgelt und 22% über Ausgleichsenergie). Auf Grund des in der Vergangenheit deutlich höheren Preisniveaus im österreichischen Regelenergiemarkt lagen auch die Viertelstundenpreise für Ausgleichsenergie in der Vergangenheit z. T. vergleichsweise hoch, wodurch eine aktive Bewirtschaftung der Bilanzgruppe durch den Einsatz von Speicherkraftwerken attraktiv sein konnte. Abb. 29 zeigt hierzu die Viertelstundenwerte des Clearingpreises 1^{24} und die gesamten Abweichungen der APG Regelzone (sog. Deltaregelzone²⁵) für das Jahr 2015.

²³ Vgl. hierzu auch die regelmäßigen Informationen der APG zu grenzüberschreitenden Projekten im Regelreservemarkt im Rahmen des Marktforums Regelenergie (<https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>)

²⁴ Der Clearingpreis 1 wird je Viertelstunde berechnet und ist für die gelieferte und bezogene Ausgleichsenergie gleich hoch. Wenn bspw. die Regelzone insgesamt unterdeckt ist und damit positive Regelenergie bezogen wird, müssen alle unterdeckten Bilanzgruppen den in der Regel positiven Ausgleichsenergiepreis für ihre „fehlenden“ Energiemengen bezahlen. Umgekehrt erhalten alle Bilanzgruppen die überdeckt sind und damit zu einer Entlastung des Ungleichgewichts in der Regelzone beitragen den Ausgleichsenergiepreis für die von ihnen gelieferten Ausgleichsenergiemengen.

²⁵ Die Deltaregelzone ist der Überschuss bzw. das Defizit von elektrischer Energie in der Regelzone APG. Dies entspricht der algebraischen Summe aller Bilanzgruppen-Abweichungen (Ausgleichsenergie). Zugleich ist die Deltaregelzone die algebraische Summe aus Sekundärregelung, abgerufener Minutenreserve und ungewolltem Austausch mit dem Netz des Synchrongebiets "Continental Europe".

Abb. 29: Viertelstundenwerte Clearingpreis 1 und gesamte Abweichungen der APG Regelzone 2015

Daten: EnergyMonitor

3.2.5 Redispatch

Auf Grund der oft langwierigen Genehmigungsverfahren kann der parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien erforderliche Netzausbau meist nicht Schritt halten, wodurch immer häufiger Engpässe in den betroffenen Netzregionen entstehen. Zur Beseitigung der Netzengpässe stehen den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber netzbezogene (insbesondere Netzschaltungen) sowie die für den Kraftwerkseinsatz relevanten marktbezogenen Maßnahmen (im Wesentlichen Redispatch und Countertrading) zur Verfügung [27]:

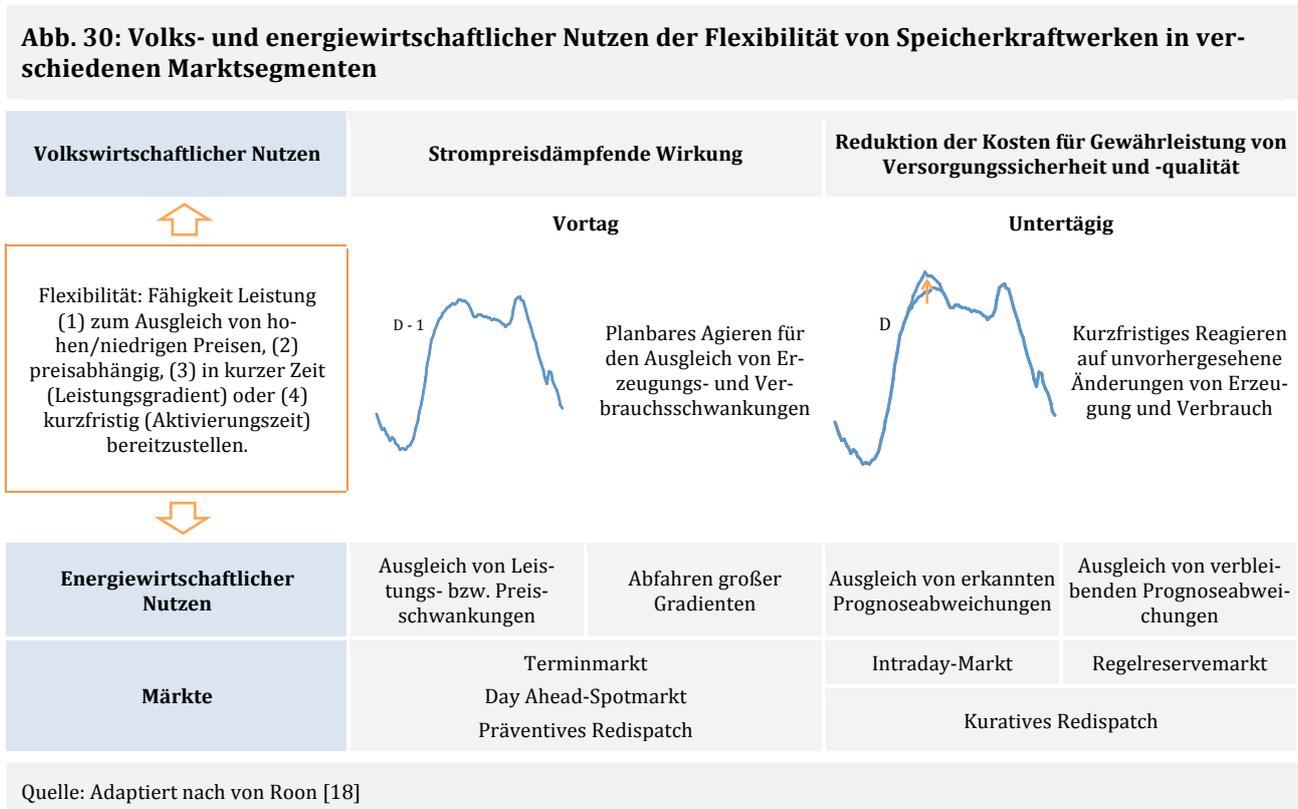
- Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Erhöhung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke außerhalb der Engpassregion bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung grundsätzlich unverändert.
- Countertrading dient ebenfalls dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich beim Countertrading aber um Handelsgeschäfte, für die auf Seiten der Kraftwerksbetreiber kein Kontrahierungszwang besteht. Im Vergleich zum Redispatch ist die praktische Bedeutung von Countertrading jedoch gering.

Sowohl beim Redispatch als auch Countertrading entstehen Mehrkosten gegenüber dem geplanten Kraftwerkseinsatz, da in der Regel die Stromerzeugung aus Kraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten durch Kraftwerke mit höheren variablen Kosten ersetzt wird. Redispatch-Maßnahmen werden vor allem von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zur Beseitigung der z. T. massiven Engpässe im deutschen Übertragungsnetz

angewiesen. Bspw. wurden im Jahr 2015 insgesamt knapp 8 TWh an konventioneller Erzeugung von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern „verschoben“ und hierfür 400 Mio. € an die betroffenen Kraftwerksbetreiber vergütet.²⁶ Ein Teil dieser Redispatch-Mengen wurde dabei auch von österreichischen (Speicher-)Kraftwerken erbracht, da zur Engpassbeseitigung sehr häufig Erzeugung in Nord- und Ostdeutschland reduziert und gleichzeitig in Süddeutschland oder Österreich erhöht werden muss.

3.3 Systemrelevante Auswirkungen betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken

Durch betriebliche Einschränkungen kann der Einsatz von Speicherkraftwerken in den in Abschnitt 3.2 beschriebenen Marktsegmenten in der Regel nicht mehr optimiert erfolgen, wodurch die Flexibilität von Speicherkraftwerken nicht mehr vollständig ausgenutzt werden kann. Sowohl die Einschränkungen im Rahmen des „planbaren Agierens“ zum Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen als auch des „kurzfristigen Reagierens“ auf unvorhergesehene Änderungen von Erzeugung und Verbrauch haben durch die Rückwirkungen auf das gesamte Erzeugungssystem einen energiewirtschaftlichen als auch volkswirtschaftlichen Effekt, da der Verlust an Flexibilität in bestehenden Speicherkraftwerken durch andere Flexibilitätsoptionen kompensiert werden muss. Abb. 30 zeigt hierzu den grundsätzlichen volks- und energiewirtschaftlichen Nutzen der Flexibilität von Speicherkraftwerken in verschiedenen Marktsegmenten. Ausgehend davon werden im Folgenden die energie- und volkswirtschaftlichen Effekte betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken sowie der sich daraus ableitbare Bedarf an alternativen Flexibilitätsoptionen diskutiert.



²⁶ vgl. regelmäßige Berichte der Bundesnetzagentur zu netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz (http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html;jsessionid=BC236D3E947E533A8160441FC21C6009)

3.3.1 Energie- und volkswirtschaftliche Effekte

Als energiewirtschaftliche Effekte betrieblicher Einschränkungen von Speicherkraftwerken werden der Verlust an flexiblen Erzeugungsmengen zum Ausgleich von Schwankungen der Residuallast und Abfahren großer Gradienten sowie der Verlust an flexibler Erzeugungsleistung zum Ausgleich von Prognoseabweichungen berücksichtigt. Auf die daraus ableitbaren volkswirtschaftlichen Effekte – Erhöhung der Stromgestehungs- und Systemkosten sowie CO₂-Emissionen – wird anschließend eingegangen. Abschließend werden die Effekte im 16,7 Hz-Netz der Bahnstromversorgung bei einer Einschränkung der betrieblichen Freiheitsgrade von 16,7 Hz-Speicherkraftwerken behandelt.

Verlust an flexiblen Erzeugungsmengen zum Ausgleich von Lastschwankungen und -gradienten

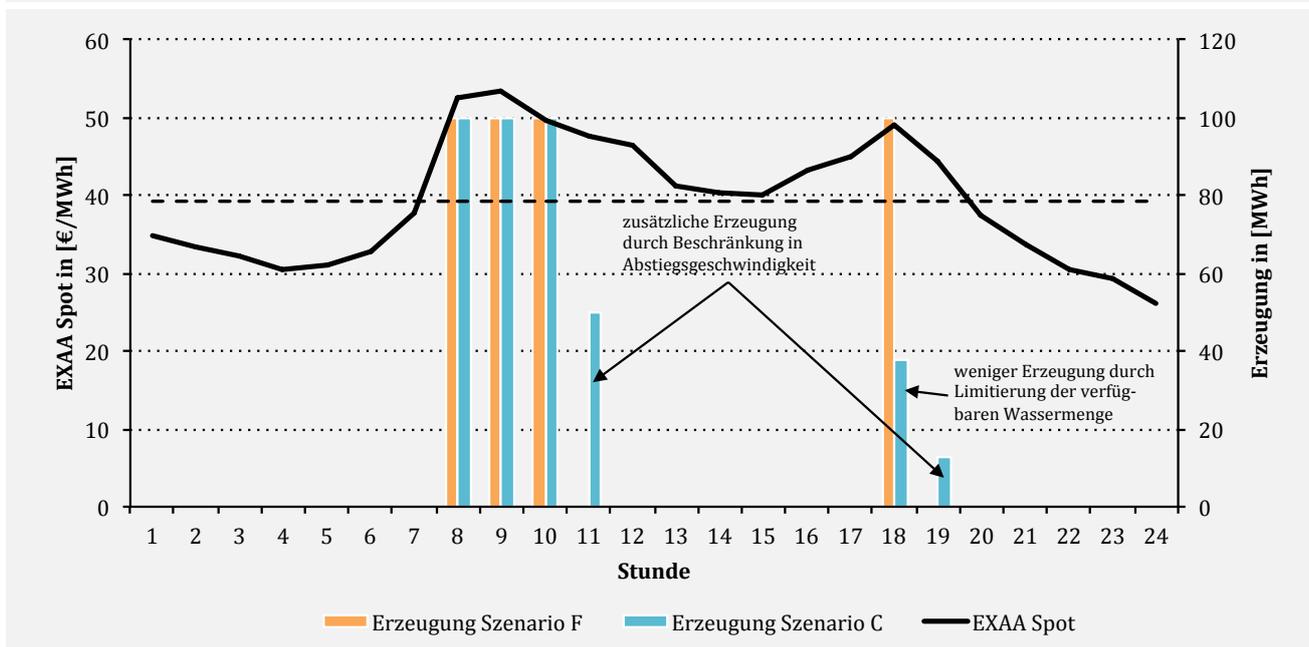
Die Vermarktung eines Speicherkraftwerks im Spotmarkt erfolgt i. Allg. erlösoptimiert. Durch die hohe Flexibilität von Speicherkraftwerken ist dabei eine Optimierung im Stunden- bzw. Viertelstundenraster möglich, d. h. in Abhängigkeit von Speicherzufluss und -füllstand kann die Abarbeitung des Wassers in den teuersten Stunden/Viertelstunden eines Tages erfolgen. Bei einer Limitierung des Abflussrückgangs am Rückgabepunkt in das Gewässer ist diese Optimierung jedoch nur noch eingeschränkt möglich, da bei einem erzwungenen langsameren Zurückfahren der Anlage die Erzeugung in Stunden- bzw. Viertelstunden erfolgt, in denen das Speicherkraftwerk an sich bereits wieder im Stillstand wäre. Dadurch wird für den Abfahrvorgang zusätzliches Wasser aus dem Speicher benötigt, das damit zu einem anderen Zeitpunkt nicht mehr zur Stromerzeugung zur Verfügung steht (d. h. „verlorene“ flexible Erzeugungsmenge). In Abb. 31 ist dies beispielhaft anhand der schematischen Einsatzcharakteristik von einem Speicherkraftwerk mit Saisonspeicher (Turbinenleistung 100 MW bei einer am Beispieltag abzuarbeitenden Wassermenge für eine Stromerzeugung von 400 MWh) für den uneingeschränkten Betrieb (hydrologisches Wirkungsszenario F) und eine Reduktion des maximalen Abflussrückgangs je Viertelstunden auf 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusses (hydrologisches Wirkungsszenario C) dargestellt.²⁷

Durch die zusätzliche Stromerzeugung in den Abfahrrampen werden die für den optimierten Kraftwerkseinsatz „frei“ verfügbaren Wassermengen reduziert, so dass es in einzelnen Stunden mit relativ hoher Residuallast zu einer Änderung des Einsatzes von Speicherkraftwerken kommen kann. Diese Stunden sind in Abb. 31 charakterisiert durch Spotpreise, die zwar unterhalb der absolut höchsten Preise, jedoch noch immer in einem Bereich oberhalb der mittleren Preisstrukturen liegen.²⁸ Diese zeitliche Verschiebung von Erzeugungsmengen aus Speicherkraftwerken muss jedoch nicht notwendigerweise eine negative Auswirkung auf die Versorgungssicherheit haben, da Speicherkraftwerke auch weiterhin in den Stunden mit der höchsten residualen Last eingesetzt werden können bzw. der geänderte Einsatz von anderen Kraftwerken im Erzeugungssystem (d. h. thermische Kraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke) ausgeglichen werden kann. Allerdings wird der Kraftwerkspark insgesamt weniger effizient eingesetzt, d. h. es kommt nicht nur für den Speicherkraftwerksbetreiber zu einer Verschlechterung des betriebswirtschaftlichen Ergebnisses sondern auch zu einem Effizienzverlust im konventionellen Kraftwerkspark und damit insgesamt zu Nachteilen aus volkswirtschaftlicher Sicht (u. a. Höhe CO₂-Emissionen).

²⁷ vgl. Arbeitspaket 2 zur Beschreibung der hydrologischen Wirkungsszenarios

²⁸ Die Spotpreise können als Indikator für die Höhe der residualen Stromnachfrage herangezogen werden.

Abb. 31: Schematische Einsatzcharakteristik eines exemplarischen Saisonspeicher bei einer Einsatzoptimierung anhand der EXAA Day Ahead-Spotpreise am 26.11.2015 in den hydrologischen Wirkungsszenarios C und F



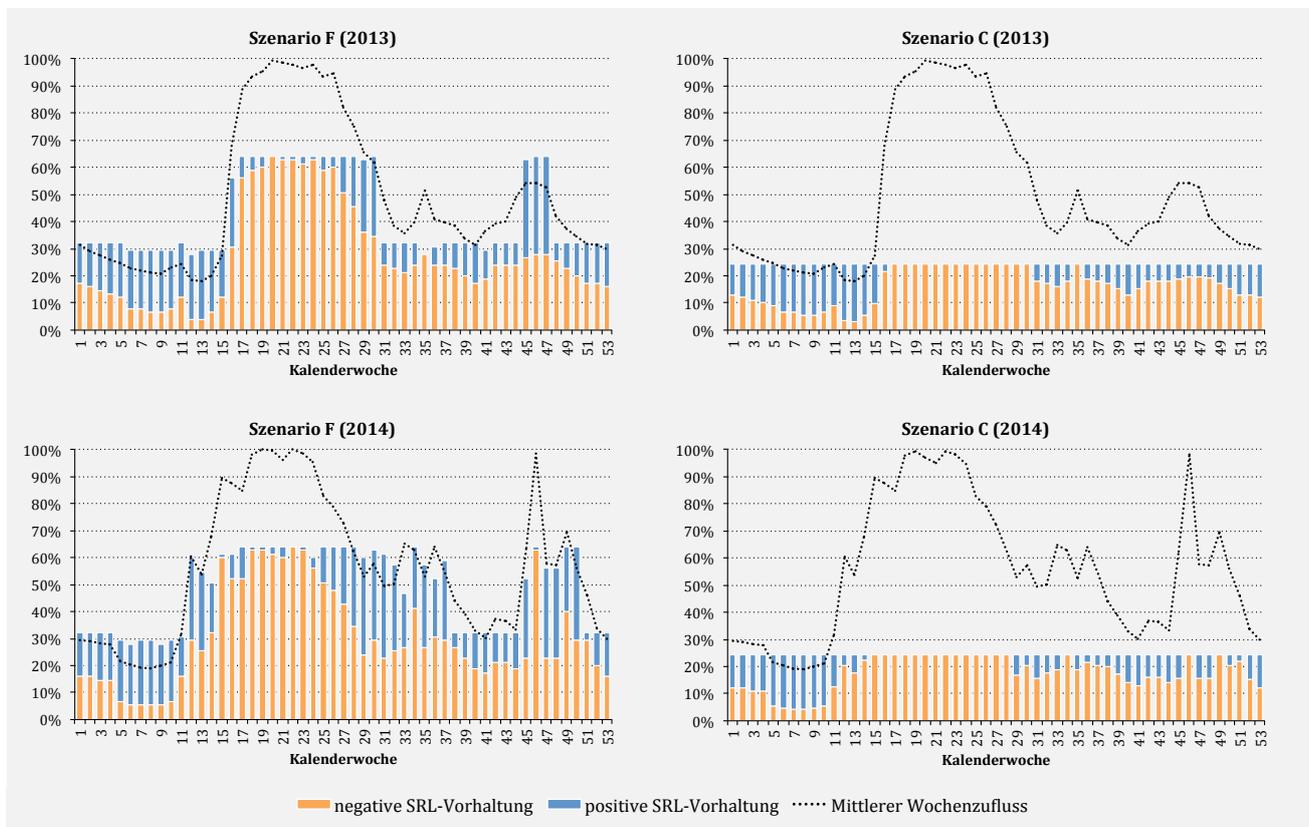
Quelle: eigene Darstellung auf Basis EXAA-Daten

Verlust an flexibler Erzeugungsleistung zum Ausgleich von Prognoseabweichungen

Eine wesentliche Charakteristik von Speicherkraftwerken stellt die Fähigkeit dar, Leistung mit sehr geringen Vorlaufzeiten und sehr hohen Gradienten bereitstellen zu können. Diese Art der Flexibilität wird insbesondere für den kurzfristigen Ausgleich der Prognoseabweichungen von Erzeugung und Verbrauch auf dem Intraday-Markt bzw. durch den Einsatz von Regelenergie benötigt. Neben dem Verlust von flexibler Erzeugungsmenge haben Einschränkungen in der Betriebsweise von Speicherkraftwerken daher vor allem Auswirkungen auf die Möglichkeit von Speicherkraftwerken ihre Erzeugungsleistung sehr kurzfristig an die Anforderungen im Intraday- und Regelreservemarkt anzupassen. Abb. 32 zeigt hierzu exemplarisch das Ergebnis der von einem Speicherkraftwerk mit Tagesspeicher grundsätzlich vermarktbar Sekundärregelleistung in den Jahren 2013 und 2014 für den uneingeschränkten Betrieb (hydrologisches Wirkungsszenario F) und eine Beschränkung des maximalen Abflussrückgangs je Viertelstunden auf bspw. 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusses (hydrologisches Wirkungsszenario C).

Während im uneingeschränkten Betrieb knapp 65% der Engpassleistung als positive oder negative Sekundärregelleistung vermarktet werden können, reduziert sich dieses Potenzial bei einer Beschränkung des maximalen Abflussrückgangs je Viertelstunden auf 25% der Turbinenleistungen auf rd. 15 MW (25% der Engpassleistung), d. h. die „verlorene“ flexible Erzeugungsleistung für den Sekundärregelmarkt beträgt in diesem Beispiel rd. 44% der Engpassleistung. Dieses systemrelevante Flexibilitätspotenzial muss zur Gewährleistung eines gleichbleibenden Niveaus der Versorgungssicherheit und -qualität bei einem Verlust an flexibler Erzeugungsleistung in Speicherkraftwerken durch andere Flexibilitätsoptionen bereitgestellt werden.

Abb. 32: Modellierter vermarktbarer Sekundärregelleistung für ein Speicherkraftwerk mit Tagesspeicher ohne (Szenario F) bzw. mit Beschränkung des maximalen Abflussrückgangs je Viertelstunden auf 25% der maximalen Ausbauwassermenge (Szenario C) für Jahre 2013 und 2014 (SRL-Vorhaltung bezogen auf Engpassleistung und mittlerer Wochenzufluss bezogen auf Ausbauwassermenge)

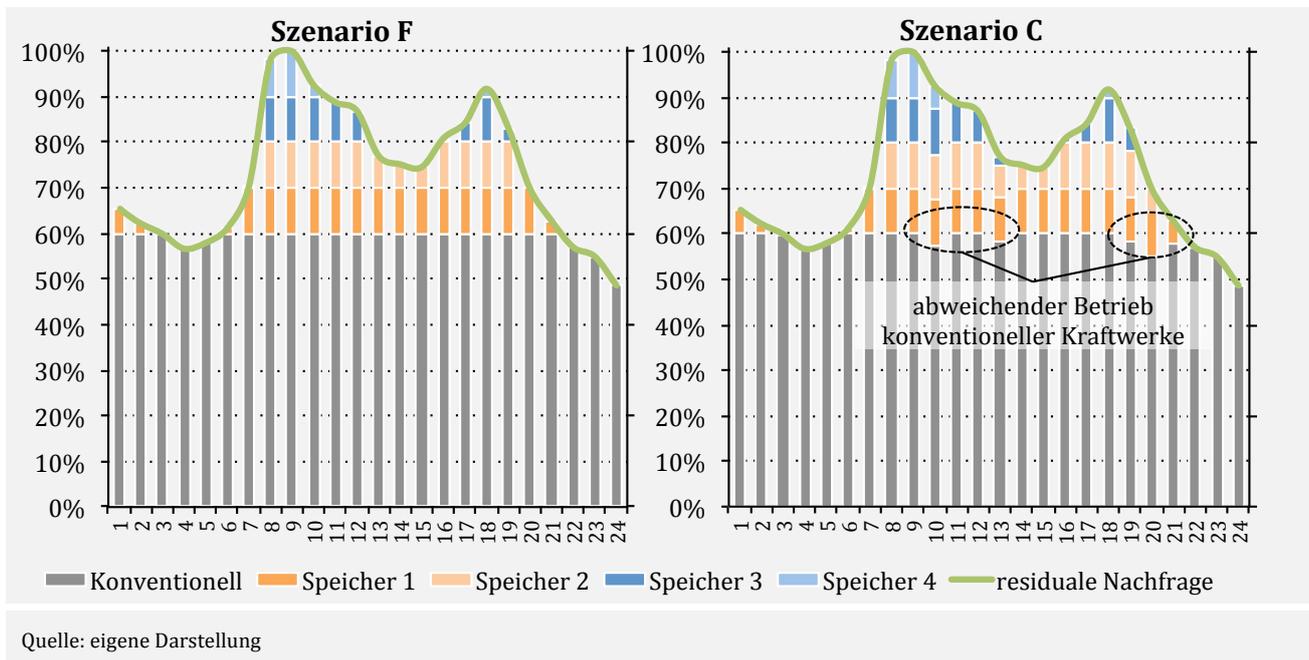


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Daten eines Speicherkraftwerksbetreibers

Erhöhung der Stromgestehungs- und Systemkosten sowie CO₂-Emissionen

Durch betriebliche Einschränkungen auf Grund schwalldämpfender Maßnahmen wird die insgesamt von Speicherkraftwerken erzeugte Strommenge zwar nicht reduziert. Allerdings kommt es zu einer zeitlichen Verschiebung eines Teils der Erzeugung, da die benötigten Wassermengen in den Abfahrrampen durch eine Mindererzeugung in anderen Stunden wieder ausgeglichen werden müssen. Für den restlichen Kraftwerkspark innerhalb des Stromversorgungssystems bedeutet dies, dass während der „erzwungenen“ Abfahrrampen weniger und zu einem anderen Zeitpunkt mehr Strom erzeugt werden muss. Insgesamt steigen durch diesen zusätzlichen Ausgleichsbedarf in den Abfahrrampen von Speicherkraftwerken die Anforderungen an die Flexibilität im verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark, da die Volatilität und Gradienten der Residuallast dadurch tendenziell größer werden. In Abb. 33 ist dieser Zusammenhang anhand der schematischen Einsatzcharakteristik eines exemplarischen Kraftwerksportfolios für die Szenarios C (Reduktion des maximalen Abflussrückgangs je Viertelstunden auf 25% der Turbinenleistungen) und F (uneingeschränkter Betrieb von Speicherkraftwerken) dargestellt. Das Kraftwerksportfolio besteht in dieser stark vereinfachenden Betrachtung aus vier Speicherkraftwerken, die jeweils 10% der Last abdecken können und einem konventionellen Kraftwerkspark, der die maximal verbleibenden 60% der Last abdecken kann. Der Einsatz der Speicherkraftwerke erfolgt in aufsteigender Reihenfolge beginnend mit Speicher 1 bis Speicher 4, wobei keine Restriktionen in Bezug auf die verfügbare Wassermenge bzw. die Speichergröße berücksichtigt werden.

Abb. 33: Schematische Einsatzcharakteristik eines exemplarischen Kraftwerksportfolios mit vier Speicherkraftwerken über 24 Stunden in den hydrologischen Wirkungsszenarios C (rechts) und F (links)



Durch die „erzwungenen“ Abfahrtrampen der Speicherkraftwerke muss in einzelnen Stunden die Erzeugung des konventionellen Kraftwerksparks reduziert werden, d. h. Kraftwerke gehen in den Teillastbetrieb oder werden vollständig vom Netz genommen, wodurch in der Regel höhere Brennstoff-, Anfahr- und Abfahrkosten sowie CO₂-Emissionen im Kraftwerksportfolio entstehen. Zudem ist zu beachten, dass die zusätzliche Stromerzeugung in den Abfahrtrampen zu einem anderen Zeitpunkt zu einer Minderzeugung in Speicherkraftwerken führt, wodurch in diesen Stunden zusätzliche Kraftwerksleistung ans Netz genommen werden muss (in Abb. 32 nicht dargestellt). Kraftwerke, die dann zum Einsatz kommen, haben in der Regel jedoch höhere variable Kosten als die bereits im Einsatz befindlichen konventionellen Kraftwerke, wodurch der Spotpreis in diesen Stunden steigt. Dadurch wird die potenziell preisdämpfende Wirkung von Speicherkraftwerken geringer und es steigen insgesamt die Stromgestehungskosten. Weil Kraftwerke mit höheren variablen Kosten häufig auch höhere spezifische CO₂-Emissionen haben, können betriebliche Einschränkungen von Speicherkraftwerken auch zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen des gesamten Erzeugungssystems führen, was insgesamt die volkswirtschaftlichen Kosten zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele erhöht.

Kurz- und mittelfristig werden Änderungen im Betrieb von Speicherkraftwerken auf Grund von Limitierungen im Abflussrückgang durch eine geänderte Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks ausgeglichen werden können, wobei die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Erzeugungstechnologien aber auch zwischen den Kraftwerksportfolios der einzelnen Erzeugungsgesellschaften in der Realität deutlich komplexer sind als in Abb. 33 schematisch skizziert ist. Längerfristig wird sich jedoch der Bedarf an Kraftwerksleistung zur Spitzen- und Mittellastsicherung erhöhen, weil der Verlust an Flexibilität in Speicherkraftwerken durch andere Flexibilitätsoptionen ersetzt werden muss. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dies insofern von Nachteil, als dass die Funktionalität bestehender (Speicher)Kraftwerke durch Neuinvestitionen an anderer Stelle (bspw. Leistungserhöhung in Speicherkraftwerken, Neubau von Pump- oder Batteriespeicher) ersetzt werden muss, damit ein gleichbleibendes Niveau der Versorgungssicherheit und -qualität gewährleistet werden kann.

Zusätzlicher Bedarf an Frequenzumformerkapazitäten im 16,7 Hz-Bahnstromsystem

Durch die im Vergleich zum 50 Hz-Netz der allgemeinen Stromversorgung ausgesprochen hohe Lastdynamik im 16,7 Hz-Bahnstromnetz bei einer gleichzeitig verhältnismäßig geringen Anzahl an Erzeugungseinheiten kann bei einer Einschränkung der Betriebsweise einzelner Speicherkraftwerke die dann fehlende Flexibilität nicht notwendigerweise im Bahnstromsystem durch andere (bestehende) Kraftwerke ausgeglichen werden. Eine Beschränkung der betrieblichen Freiheitsgrade der Speicherkraftwerke im ÖBB-Bahnstromnetz, würde entsprechend dazu führen, dass zur Aufrechterhaltung einer sicheren Bahnstromversorgung entweder Systemdienstleistungen über bestehende Frequenzumformer aus dem 50 Hz-System bezogen und/oder zusätzliche Frequenzumformer gebaut werden müssen. Neben den Investitionskosten für die ggf. zusätzlich benötigten Frequenzumformerkapazitäten würden insbesondere die zusätzlich entstehenden Wirkungsgradverluste bei der Umformung der Frequenz von 50 auf 16,7 Hz zu einem weniger effizienten Betrieb des gesamten Bahnstromsystems und damit zu einer zusätzlichen finanziellen Belastung des öffentlichen Verkehrs führen. Zusätzlich bestünde ein vermehrtes Risiko, dass Verpflichtungen als Bilanzgruppenverantwortlicher gegenüber anderen Unternehmen (SBB, DB und APG) nicht mehr gänzlich erfüllt werden können und damit ebenfalls zusätzliche Kosten im Bahnstromsystem entstehen.

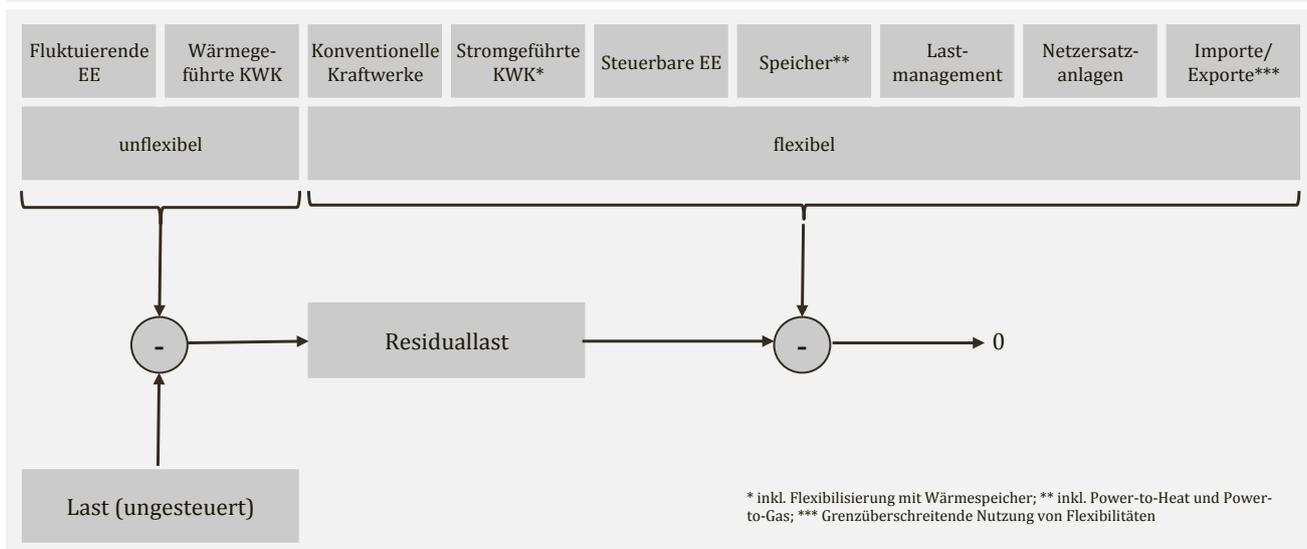
3.3.2 Bedarf an alternativen Flexibilitätsoptionen

Auf Grund der sich ändernden Struktur der Residuallast wird der Bedarf an schnell regelbaren Erzeugungskapazitäten im europäischen und insbesondere deutsch-österreichischen Stromversorgungssystem in den kommenden Jahrzehnten deutlich steigen. Unabhängig von möglichen betrieblichen Einschränkungen österreichischer Speicherkraftwerke muss der Erzeugungspark daher an die sich ändernde Versorgungsaufgabe angepasst werden. Ein Verlust an flexiblen Erzeugungsmengen und flexibler Leistung in bestehenden Speicherkraftwerken führt jedoch langfristig zu einem zusätzlichen Ausbaubedarf an schnell regelbaren Erzeugungskapazitäten. Neben flexiblen konventionellen Kraftwerkskapazitäten (vor allem Gasturbinen und Gasmotorkraftwerke sowie Gas- und Dampfturbinenkraftwerke) können als Flexibilitätsoptionen auch zusätzliche Speicherkapazitäten (bspw. Pumpspeicher, Batterien) sowie steuerbare erneuerbare Energien (insbes. Biogas) oder in begrenztem Ausmaß gepoolte Netzersatzanlagen (Notstromaggregate) genutzt werden. Flexibilität kann neben der Erzeugungsseite aber auch über verbraucherseitige Maßnahmen (Lastmanagement) und den Ausbau der Grenzkuppelstellen durch eine verbesserte grenzüberschreitende Nutzung von schnell regelbaren Erzeugungskapazitäten und Speichern bereitgestellt werden. Abb. 34 zeigt hierzu eine Übersicht der grundsätzlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen in unserem Stromversorgungssystem, deren wesentliche technische und ökonomische Kenngrößen in den beiden nachfolgenden Abschnitten diskutiert werden.

Vergleich technischer Kenngrößen

Die Bewertung von Flexibilitätsoptionen kann grundsätzlich anhand einer Reihe verschiedener technischer „Flexibilitätsparameter“ erfolgen. Häufig werden hierzu die folgenden Parameter herangezogen (vgl. u. a. [19], [31]):

- maximale Gradienten bzw. Laständerungsgeschwindigkeiten,
- Mindestlast,
- An- und Abfahrzeiten oder
- Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten

Abb. 34: Übersicht von Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem

Quelle: nach Bucksteeg, M. et al. [19]

Für den Vergleich der technischen Kenngrößen von Flexibilitätsoptionen in Tabelle 6 werden diese quantitativen Parameter durch die qualitative Beschreibung des Flexibilitätsbereichs, d. h. des „typischen“ Zeitbereichs in dem ein Einsatz der jeweiligen Flexibilitätsoption aus technischer und energiewirtschaftlicher Sicht möglich bzw. sinnvoll ist, ergänzt. Der Flexibilitätsbereich berücksichtigt neben Restriktionen in Bezug auf die Reaktionszeit einer Technologie insbesondere auch Restriktionen in Bezug auf die Dauer der von einer Flexibilitätsoption bereitstellbaren Dienstleistung. Bspw. kann ein Batteriespeicher innerhalb von Sekunden seine Lade-/Entladeleistung ändern, die Speicherkapazität ist jedoch i. Allg. nur auf wenige Stunden durchgehenden Betrieb ausgelegt. Als weitere wichtige technische Kenngröße ist in Tabelle 6 der Leistungsbereich der jeweiligen Flexibilitätsoption dargestellt, da technische Einheiten mit geringeren Leistungen nur als gepooltes virtuelles Kraftwerk²⁹ systemrelevante Aufgaben erfüllen können.

- **Speicherkraftwerk:** Grundsätzlich kann der Verlust an Flexibilität in bestehenden Speicherkraftwerken auch durch den Bau von neuen Speicherkraftwerken kompensiert werden. Im Vergleich aller betrachteten Flexibilitätsoptionen zeigen Speicherkraftwerke nicht nur das in Summe flexibelste Betriebsverhalten, sondern es kann durch die hohen erreichbaren Leistungsgrößen die Flexibilität der Anlagen vergleichsweise einfach dem Markt zugänglich gemacht werden. Zusätzlich kann in Abhängigkeit von der Speichergröße die Erzeugung im Sekunden- bis Wochen und z. T. auch Jahresbereich an die Anforderungen des Stromversorgungssystems angepasst werden.
- **Pumpspeicherkraftwerk:** Pumpspeicher haben ein sehr ähnliches Betriebsverhalten wie Speicherkraftwerke und stellen eine seit Jahrzehnten ausgereifte Technologie zur Speicherung von überschüssigen Strommengen sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistung im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem dar.

²⁹ Ein virtuelles Kraftwerk (engl. Virtual Power Plant, VPP) ist eine technische, betriebliche und wirtschaftliche Einheit aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen, dezentralen Speichern und Verbrauchern, die durch einen steuerungstechnischen sowie administrativ-kommerziellen Zusammenschluss als zentral gesteuertes Netzwerk eine für die Marktakteure nutzbare Größe erreichen und damit grundsätzlich die selben Aufgaben wie Großkraftwerke erfüllen können.

Tabelle 6: Technische Parameter ausgewählter Flexibilitätsoptionen

	Gradienten (% P _N /Min)	Mindestlast (% P _N)	Anfahrzeit bis P _N	Mindestbetriebs- /stillstandszeiten	Flexibilitäts- bereich	Leistungsbereich (MW) ²
Speicherkraftwerk	100%	0 - 30%	0,5 - 3 min	Sekunden	Sek. - Wo.	5 - 500
Pumpspeicherkraftwerk	100%	0 - 30%	0,5 - 3 min	Sekunden	Sek. - Wo.	30 - >1.000
Gasturbinenkraftwerk	8 - 15%	20 - 50%	10 - 15 min	Minuten	Min. - Tage	5 - 200
Gasmotorenkraftwerk ³	25 - 50%	< 5%	5 - 15 min	Minuten	Sek. - Tage	5 - 200
GuD-Kraftwerk	2 - 8%	30 - 50%	30 - 120 min	Stunden	Std. - Wo.	50 - 600
Biogasanlage (Gasmotor)	8 - 20%	40 - 50%	5 - 15 min	Minuten	Sek. - Std.	0,1 - 20
Li-Ion-Batteriespeicher ⁴	100%	0%	< 1 min	Sekunden	Sek. - Std.	0,1 - 15
Lastmanagement ⁵	100%	0%	< 1 min	Sekunden	Sek. - Min.	0,5 - 50
Power-to-Heat	100%	0%	0,5 min	Sekunden	Sek. - Std.	0,5 - 50
Netzersatzanlagen	25 - 50%	40 - 50%	0,1 - 5 min	Minuten	Min. - Std.	0,1 - 2,5

¹ bezogen auf eingesetzten Energieträger bzw. bei Speichern Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad, ² je Kraftwerksblock bzw. technische Einheit, ³ Mehrblockanlage, ⁴ Großbatterie, ⁵ Industrie und Gewerbe, ⁶ elektrischer Verbraucher

Quelle: Buttler, A. [13], Bucksteeg, M. et al. [19], r2b [22], VDMA [32], Neubarth, J. [41], r2b [42]

- **Gasturbinenkraftwerk:** Gasturbinen stellen vergleichsweise flexible konventionelle Stromerzeugungsanlagen dar, zeigen im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen jedoch eine geringere betriebliche Einsatzflexibilität. Dadurch kann aus Gasturbinenkraftwerken bspw. auch nur deutlich eingeschränkt Sekundärregelleistung bereitgestellt werden. Auf Grund des verhältnismäßig geringen elektrischen Wirkungsgrads von 35 - 40% und den damit zusammenhängenden hohen variablen Kosten werden Gasturbinenkraftwerke als klassische Spitzenlasttechnologie im Stundenbereich eingesetzt, wobei aus rein technischer Sicht auch ein längerer Betrieb möglich wäre.
- **Gasmotorenkraftwerk:** Als Alternative zu Gasturbinenkraftwerken werden immer häufiger Gasmotorenkraftwerke installiert. Auf Grund des modularen Aufbaus aus einzelnen Gasmotoren kann ein sehr flexibles Betriebsverhalten erreicht werden, das sogar die Bereitstellung von Sekundärregelleistung ermöglicht.
- **GuD-Kraftwerk:** Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sind im Vergleich zu Gasturbinen- und vor allem Gasmotorenkraftwerken deutlich weniger flexibel und stellen damit nur sehr bedingt eine alternative Flexibilitätsoption zu Speicherkraftwerken dar.
- **Biogasanlage:** Biogasanlagen werden heute überwiegend noch ungesteuert im Grundlastbereich betrieben. Durch eine Vergrößerung des Biogasspeichers und der Leistung des Gasmotors ist jedoch eine Verschiebung in den Mittel- und Spitzenlastbereich möglich, wobei in Abhängigkeit von den Betriebseigenschaften der Gasmotoren auch Systemdienstleistungen erbracht werden können. Insgesamt ist das Flexibilitätspotenzial im Vergleich zu Gasmotorenkraftwerken aber kleiner, da neben der im Vergleich zu modular aufgebauten Gasmotorkraftwerken geringeren Flexibilität einzelner Gasmotoren die kontinuierliche Biogasproduktion Restriktionen in Bezug auf den Flexibilitätsbereich bedingt.

- **Batteriespeicher:** Batterien haben sehr flexible Betriebseigenschaften, so dass diese sich bspw. sogar an der Primärregelung beteiligen können. Allerdings reduzieren häufige Lade- und Entladezyklen die ohnedies begrenzte Lebensdauer, so dass bspw. ein Einsatz im Sekundärregelmarkt derzeit nicht sinnvoll darstellbar wäre. Zusätzlich schränkt die vergleichsweise geringe Speicherdauer von in der Regel 1 bis etwa 4 Stunden die betriebliche Flexibilität weiter ein.
- **Lastmanagement:** Der Verbrauch einzelner Lasten lässt sich grundsätzlich sehr flexibel steuern, jedoch sind die Potenziale für Lastmanagement auch in Österreich beschränkt (bspw. in den Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen rd. 300 MW [43], [44]). Zusätzlich ist die Umsetzung relativ komplex, da eine Vielzahl an produktions- und anwendungstechnischen Randbedingungen für die Steuerung des zu- und abschaltbaren Lastpotenzials zu berücksichtigen sind. Auch lassen sich einzelne Lasten nicht beliebig lange unterbrechen bzw. verschieben, wodurch die Potenziale mit zunehmender Abschaltzeit deutlich abnehmen.
- **Power-to-Heat:** Elektro- oder Elektrodenkessel können auf Grund ihrer sehr guten Regelfähigkeit negative Regelleistung bereitstellen sowie überschüssigen (erneuerbaren) Strom durch Umwandlung in Wärme „verwerten“. Bei einem Vergleich von Power-to-Heat-(PtH)-Anlagen mit Speicherkraftwerken muss jedoch berücksichtigt werden, dass PtH-Anlagen nur negative Flexibilität liefern können.
- **Netzersatzanlagen:** Notstrom- oder Netzersatzanlagen (NEA) sichern die Stromversorgung von sensiblen Verbrauchern im Falle eines Ausfalls der öffentlichen Stromversorgung ab. Die mit Öl oder Gas betriebenen Aggregate werden auf Grund ihrer vergleichsweise guten Regelbarkeit zum Teil bereits heute für die Bereitstellung von positiver Minutenreserveleistung genutzt. Durch die geringen Leistungsgrößen müssen NEAs hierzu jedoch in einem virtuellen Kraftwerk gepoolt werden. Insgesamt zeigt der Vergleich technischer Kenngrößen, dass der Verlust flexibler Erzeugungsmengen und -leistung bei betrieblichen Einschränkungen von bestehenden Speicherkraftwerken grundsätzlich durch andere Flexibilitätsoptionen ersetzt werden kann. Allerdings können die flexiblen Erzeugungseigenschaften von Speicherkraftwerken in Summe über alle betrachteten Kenngrößen i. Allg. nicht von einer einzigen anderen Flexibilitätsoption vollständig ersetzt werden, so dass aus systemtechnischer Sicht der Verlust flexibler Erzeugungsmengen und -leistung von Speicherkraftwerken nur durch eine Kombination verschiedener alternativer Flexibilitätsoptionen möglich wäre.

Vergleich ökonomischer Kenngrößen

Auch für den Vergleich ausgewählter ökonomischer Kenngrößen von Flexibilitätsoptionen werden Angaben in der Literatur herangezogen, wobei in der Vielzahl an Veröffentlichungen und Studien zum Teil stark divergierende Angaben zu den Investitions- und Betriebskosten der betrachteten Flexibilitätsoptionen zu finden sind. Insofern stellen die in Tabelle 7 genannten Zahlen eine „typische“ mittlere Kostenstruktur innerhalb einer mehr oder weniger großen Bandbreite dar, die nicht zuletzt durch eine hohe Abhängigkeit der Kosten von standort-spezifischen Parametern bestimmt wird.

Aus den Investitionskosten, der über alle Anlagenkomponenten gemittelten Abschreibungsdauer sowie einem unterstellten realen Zinssatz von 3,95%³⁰ ermittelt sich der jährliche Investitionskostenanteil (d. h. Annuität der Investitionskosten), der zusammen mit den fixen Betriebskosten die gesamten jährlichen Fixkosten bildet. Wäh-

³⁰ Abgeleitet aus einem unterstellten nominalen Zinssatz von 5,5% und einer Inflationsrate von 1,5% p.a.

rend damit ein Vergleich der jährlichen Fixkosten von Flexibilitätsoptionen relativ einfach möglich ist, können die kurzfristigen variablen Kosten der betrachteten Flexibilitätsoptionen (d. h. Bereitstellungskosten je MWh flexibler Erzeugung) jedoch nur eingeschränkt miteinander verglichen werden. Speicherkraftwerke stellen dabei die einzige Technologie ohne „Brennstoffkosten“ dar, d. h. die kurzfristigen Grenzkosten werden ausschließlich von den variablen Betriebskosten bestimmt. Demgegenüber müssen bei Pumpspeichern und Batterien zusätzlich die Kosten für den Strombezug (inkl. Abgaben und Steuern) und bei konventionellen Kraftwerken die Brennstoff- und CO₂-Kosten berücksichtigt werden. Für den Vergleich der Flexibilitätsoptionen in Tabelle 7 werden die Strombezugskosten der Speichertechnologien allerdings nicht berücksichtigt, da deren Entwicklung vergleichsweise unsicher ist. Für erdgasbefeuerte Kraftwerke wird hingegen eine Bandbreite angegeben, die sich aus dem aktuellen Niveau des Erdgas- und CO₂-Zertifikatpreises (15 €/MWh_{Hu} bzw. 8 €/tCO₂) und einer an das *New Policies Szenario* des World Energy Outlook 2015 angelehnten Entwicklung bis 2030 (28 €/MWh_{Hu} bzw. 30 €/tCO₂) ableitet [47].

Tabelle 7: Ökonomische Parameter ausgewählter Flexibilitätsoptionen (Geldwert 2016)

	Investitionskosten		Abschreibungs- dauer ¹	annuitätische Investitions- kosten	Fixe Betriebs- kosten	Gesamte Fixkosten	kurzfristige variable Kosten	
	(€/kW)	(€/kWh)	(Jahre)	(€/kW/a)	(€/kW/a)	(€/kW/a)	(€/MWh)	
Speicherkraftwerk	3.000	10	55	135	15	150	5	
Pumpspeicherkraftwerk	1.000	10	55	45	15	60	8 ²	
Gasturbinenkraftwerk	500	N/A	25	30	10	40	45 - 90 ³	
Gasmotorenkraftwerk	600	N/A	20	45	10	55	35 - 75 ³	
GuD-Kraftwerk	800	N/A	30	45	20	65	30 - 60 ³	
Biogasanlage (Gasmotor)	4.000	N/A	15	360	400	760	70 - 100	
Li-Ion-Batterie- speicher (2 kWh je kW)	2016	150 - 200	500 - 800	6 - 10	140 - 340	10	150 - 350	2 ²
	2030	50 - 100	200 - 400	10 - 15	40 - 110	10	50 - 120	2 ²
Lastmanagement ⁴	10 - 30	N/A	15	1 - 3	0 - 1	1 - 4	100 - 25.000 ⁵	
Power-to-Heat	200 - 400	N/A	20	15 - 30	5	20 - 35	N/A ⁶	
Netzersatzanlagen	10 - 20	N/A	15	1 - 2	0	1 - 2	350	

¹ Durchschnitt über alle Gewerke, ² ohne Strombezugskosten, ³ exemplarische Bandbreite bei unterstellter Entwicklung der Gas- und CO₂-Preise von 15 €/MWh_{Hu} bzw. 8 €/tCO₂ im Jahr 2016 auf 28 €/MWh_{Hu} bzw. 30 €/tCO₂ im Jahr 2030, ⁴ Industrie und Gewerbe, ⁵ Kosten des Lastverzichts, ⁶ Strombezugskosten bzw. Steuern und Abgaben bei Vermarktung im Regelreservemarkt (in Österreich derzeit ca. 20€/MWh)

Quelle: r2b[22], Umsicht [33], IWES [34], Frontier und swissQuant [35], FCH JU [36], Lazard [37], Buer, T. [38], WEC [39] und BVES [40]

Bei einem Vergleich der Kostenstrukturen von Lastmanagement und Netzersatzanlagen mit den Kosten der anderen Flexibilitätsoptionen muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass beide Technologien vergleichsweise geringe Investitionskosten haben können, die Aktivierungskosten gerade beim Lastmanagement jedoch ausgesprochen hoch sein können.³¹ Dadurch stehen diese beiden Technologien auch am Ende der Merit Order aller

³¹ Die Kosten des Lastverzichts können in Abhängigkeit des Produktionsprozesses der Unternehmen erhebliche Schwankungen aufweisen und erstrecken sich über eine Bandbreite von ca. 300 bis zu teilweise mehr als 25.000 €/MWh [42].

Flexibilitätsoptionen und stellen daher nur bei geringen Einsatzhäufigkeiten eine volkswirtschaftliche sinnvolle Flexibilitätsoptionen dar.

Speichertechnologien zeigen in Bezug auf die Investitionskosten eine Besonderheit, da diese nicht nur von der Leistung, sondern auch von der Kapazität des Speichers und damit der Speicherdauer bestimmt werden. Während bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken die arbeitsabhängigen spezifischen Investitionskosten mit etwa 10 €/kWh gegenüber den leistungsabhängigen spezifischen Investitionskosten mit 3.000 €/kW (Speicherkraftwerke) bzw. 1.000 €/kW (Pumpspeicherkraftwerke) vergleichsweise gering sind, werden die Gesamtinvestitionskosten von Batteriespeichern maßgeblich von den arbeitsabhängigen spezifischen Investitionskosten bestimmt. Batteriespeicher zeigen heute noch sehr hohe spezifische Investitionskosten bei gleichzeitig verhältnismäßig geringer technischer Lebensdauer (vgl. u. a. Fraunhofer IWES: Roadmap Speicher [34]). Daher werden Batteriespeicher nur dann eine volkswirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätsoption werden können, wenn die erwartete starke Kostendegression und Verlängerung der technischen Lebensdauer in den kommenden Jahren tatsächlich erreicht werden kann. Unabhängig davon muss bei einem Vergleich der Kostenstrukturen zwischen Batteriespeichern und anderen Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden, dass die Investitionskosten auch mittel- und langfristig von den arbeitsabhängigen Investitionskosten dominiert werden und damit der Einsatzbereich von Batteriespeichern tendenziell auf kurze Speicherdauern beschränkt bleiben wird.

4 Aktuelle und zukünftige Betriebsweise von Speicherkraftwerken

Die im Rahmen des SuREmMa-Projekts betrachteten hydrologischen Wirkungsszenarios zur Schwalldämpfung können neben der Errichtung oder Vergrößerung von Dämpfungsbecken sowie dem Bau von Schwallausleitungskraftwerken insbesondere auch durch Einschränkungen in der Betriebsweise von Speicherkraftwerken umgesetzt werden. Diese haben zum einen betriebswirtschaftliche Auswirkungen für den Betreiber, da der Einsatz des Kraftwerks nicht mehr ausschließlich marktgetrieben erfolgen kann. Im Weiteren kann es im Fall eines Bahnstromkraftwerks auch dazu kommen, dass durch diese Einschränkungen ggf. zusätzliche Frequenzumformer zugebaut werden müssen, um weiterhin ausreichend flexible Leistung im Bahnstromsystem vorhalten zu können. Es können aber auch aus Systemsicht Nachteile entstehen, wenn die sehr hohe Flexibilität eines Speicherkraftwerks durch Restriktionen im Schwall- oder Sunk-Verhalten nur mehr bedingt genutzt werden kann und damit weniger flexible Leistung und Energie im Erzeugungssystem verfügbar ist.

Auch wenn die eigentliche energiewirtschaftliche und klimapolitische Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen im Technischen Report Teil D „Energiewirtschaftliche Bewertung von schwalldämpfenden Maßnahmen“ erfolgt, werden ausgehend von den in Kapitel 2 dargestellten langfristigen energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in diesem Kapitel die energiewirtschaftlichen Szenarios für die spätere betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Bewertungen der repräsentativen Fallbeispiele definiert. Neben der energiewirtschaftlichen Bewertung können aus den Szenarios die zukünftigen Anforderungen für den Einsatz von Speicherkraftwerken abgeleitet werden. Zusätzlich erfolgt im folgenden Kapitel eine Analyse und Bewertung der Einsatz- und Schwallcharakteristik der Fallbeispiele für die vergangenen Jahre.

4.1 Ex post-Analyse Fallbeispiele

Im Rahmen des SuREmMa-Projekts werden 10 Speicherkraftwerke als Fallbeispiele für die ökologische und energiewirtschaftliche Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen detailliert analysiert und bewertet. Tabelle 8 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Parameter der Fallbeispiele.

Insgesamt werden durch die 10 Fallbeispiele Kraftwerke und Kraftwerksgruppen mit einer Engpassleistung von in Summe rd. 4.000 MW erfasst, d. h. knapp die Hälfte der in Österreich installierten Speicherkraftwerkskapazitäten. Von den analysierten Kraftwerken und Kraftwerksgruppen sind knapp 2.600 MW von betrieblichen Einschränkungen am Rückgabepunkt der Fallbeispiele betroffen, wobei die eigentlichen Fallbeispiele in Summe eine Engpassleistung von rd. 1.360 MW haben. In Bezug auf das Regelarbeitsvermögen werden von den 10 Fallbeispielen Kraftwerke und Kraftwerksgruppen mit in Summe rd. 5,4 TWh/a abgedeckt, d. h. auch hier knapp die Hälfte des Regelarbeitsvermögens von 11,2 TWh/a der in Österreich im Jahr 2014 installierten Speicherkraftwerkskapazitäten. Von den 5,4 TWh/a sind allerdings „nur“ rd. 3,4 TWh/a unmittelbar von Restriktionen im Abflussrückgang am Rückgabepunkt der Fallbeispiele in den Vorfluter betroffenen.

Tabelle 8: Wesentliche Parameter der repräsentativen Fallbeispiele

Fallbeispiel		Ziller 1	Ziller 2	Drau 1	Drau 2	Möll	Salzach 1	Salzach 2	Salzach 3	Breg. Ach	Untere Ill
Kraftwerk	-	Mayrhofen	Gerlos	Amlach	Malta Unterstufe	Außerfragant	Wald	Uttendorf I und II	Kaprun Hauptstufe	Langenegg und Alberschwende	Walgauwerk
Kraftwerksgruppe	-	Zemmlinger	Gerlos	Einzelstandort	Reißeck-Kreuzeck	Fragant	Einzelstandort	Stubachtal	Kaprun	Einzelstandort	Obere Ill-Lünersee
Gewässer	-	Ziller	Ziller	Drau	Drau	Möll/Drau	Salzach	Stubache/Salzach	Kapruner Ache/Salzach	Bregenzer Ach	Ill
Betreiber	-	Verbund	Verbund	TIWAG	Verbund	Kelag	Salzburg AG	ÖBB-Infrastruktur AG	Verbund	VIW-VKW	VIW-VKW
Kraftwerkstyp	-	Jahresspeicher	Jahresspeicher	Tagespeicher	Jahresspeicher	Jahresspeicher	Tagespeicher	Jahresspeicher	Jahresspeicher	Tagespeicher	Tagespeicher
Dämpfungsbecken ¹	m ³	35.000	25.000	-	-	-	-	11.750	-	160.000	280.000
EPL Fallbeispiel ²	MW	355	200	58	41	100	24	128	260	104	86 ⁵
EPL KW-Gruppe ³	MW	946	227	58	1.460	476	24	208	372	104	86 ⁵
EPL betroffene KW ⁴	MW	946	227	58	907	336	24	208	260	104	86 ⁵
Mindestleistung	MW	-	-	5	-	-	-	1-3	-	24	12
RAV	GWh/a	700/830	316	219	118/898	600/760	64	224/357	550	307	356
Ausbauwassermenge	m ³ /s	92	41,5	20	110	23	14,1	27	36,5	70	68 /100 ⁶

¹ bestehende Schwalldämpfungs- und Ausgleichsbecken; ² Engpassleistung des Fallbeispiels; ³ Engpassleistung der gesamten mit dem Fallbeispiel hydraulisch zusammenhängenden Kraftwerksgruppe; ⁴ Engpassleistung der von betrieblichen Einschränkungen des Fallbeispiels betroffenen Kraftwerke der Kraftwerksgruppe; ⁵ nur Walgauwerk ohne Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee; ⁶ Turbine 68 m³/s und Rückgabepunkt nach Ausgleichsbecken 100 m³/s (EPL = Engpassleistung, RAV = Regelarbeitsvermögen)

Quelle: KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH, Vorarlberger Illwerke AG

Auf Grund der Sensibilität der kraftwerksspezifischen Erzeugungsdaten werden die Ergebnisse der Analysen der historischen Einsatz- und Sunkcharakteristik der Fallbeispiele in anonymer Form dargestellt.³² Da der Einsatz des Fallbeispiels Bregenzer Ache (Speicherkraftwerke Langenegg und Alberschwende) durch bestehende behördliche Vorschriften stark beeinflusst wird, können aus der historischen Einsatz- bzw. Sunkcharakteristik keine unmittelbaren Aussagen abgeleitet werden. Daher wird das Fallbeispiel für die nachfolgenden energie-wirtschaftlichen Analysen nicht berücksichtigt.

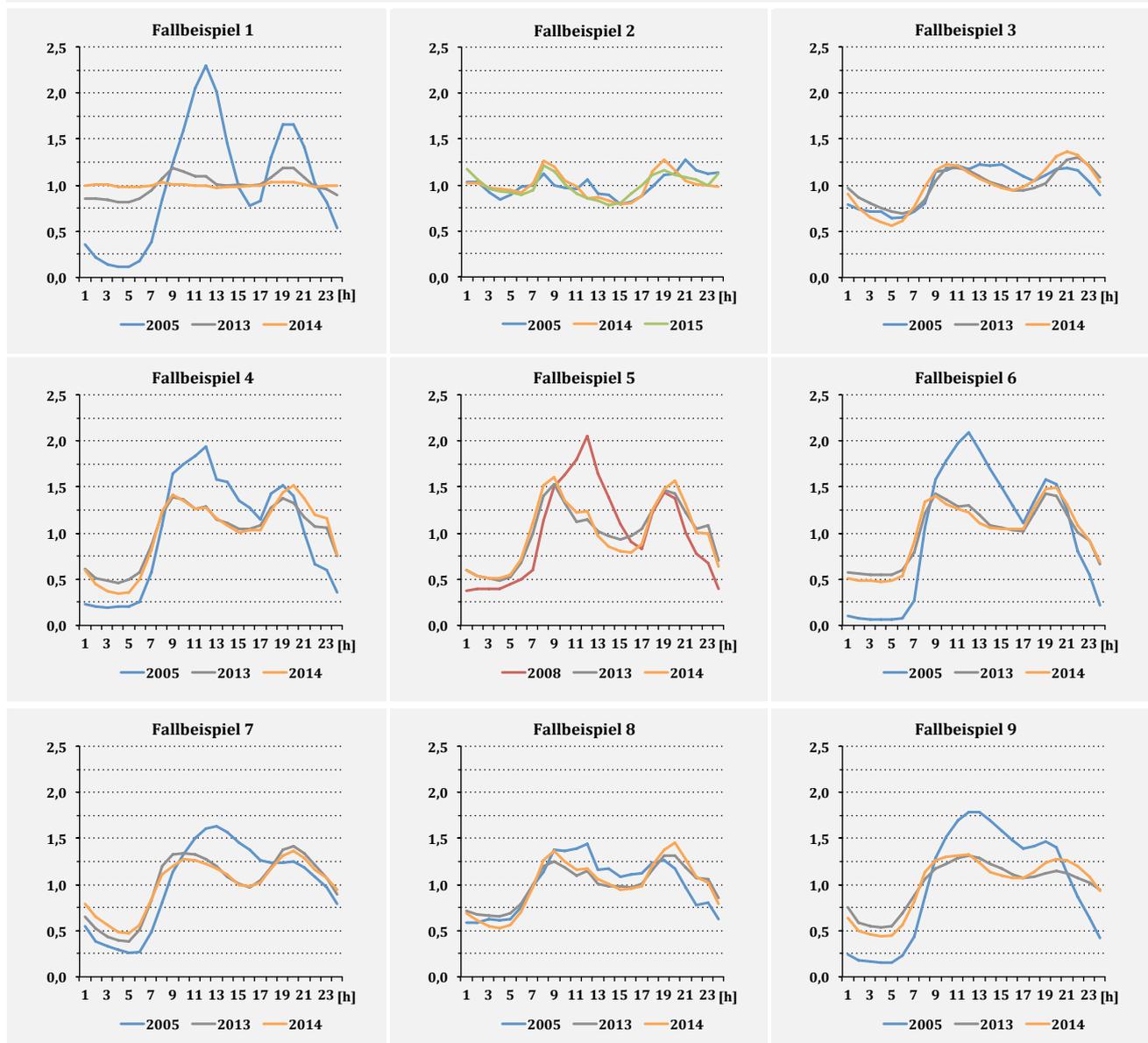
4.1.1 Historische Einsatzcharakteristik

Grundsätzlich wäre zu erwarten, dass sich die steigenden Anforderungen der vergangenen Jahre an die Flexibilität im residualen Kraftwerkspark (vgl. Abschnitt 2.2 „Herausforderung Systemintegration erneuerbarer Ener-

³² Anmerkung: Eine namentliche Zuordnung der Fallbeispiele zu den hier dokumentierten Ergebnissen liegt dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft vor.

gien“) sowie die sich zum Teil daraus bereits ergebenden Veränderungen im Markt (vgl. Abschnitt 3.2 „Marktsegmente für Speicherkraftwerke“) in einer geänderten Einsatzcharakteristik der Fallbeispiele widerspiegeln. Abb. 35 zeigt hierzu die auf die mittlere stündliche Jahreserzeugung normierte stundenmittlere Erzeugung der Fallbeispiele für die Jahre 2005, 2013 und 2014 (bzw. 2008 anstelle 2005 für Fallbeispiel 5 und 2015 anstelle 2014 für Fallbeispiel 2).

Abb. 35: Stundenmittlere Erzeugung der Fallbeispiele normiert auf mittlere stündliche Jahreserzeugung



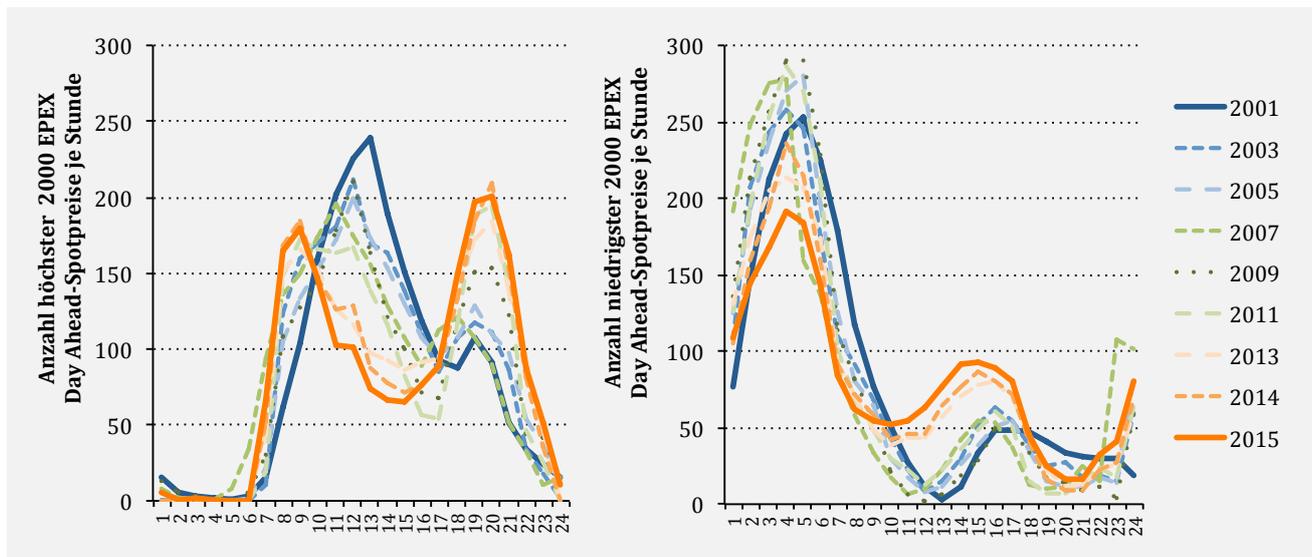
Daten: KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH, Vorarlberger Illwerke AG

Trotz der im Jahresverlauf teilweise gegenläufigen Effekte zeigen die Analysen deutlich, dass es bei Speicherkraftwerken von einer in der Vergangenheit dominanten Mittagsspitze zu einer Verschiebung in Richtung Morgen- und Abendspitze gekommen ist. Das „Erzeugungstal“ der Speicherkraftwerke in der Mittagszeit spiegelt das hohe Angebot an Strom aus Photovoltaik im deutsch-österreichischen Strommarkt und damit einhergehend die niedrigeren Spotpreise in diesen Stunden, vor allem während der Sommermonate wieder. Allerdings ist diese

Tendenz nicht bei allen Fallbeispielen gleich ausgeprägt. Am deutlichsten weicht Fallbeispiel 1 von diesem Erzeugungsmuster ab, das im Jahr 2005 noch eine ausgeprägte Mittags- und Abendspitze, jedoch in den Jahren 2013 und 2014 eine im Mittel über alle Tage des Jahres vergleichsweise konstante Erzeugung hatte. Der Hintergrund für diese von den anderen Fallbeispielen abweichende Entwicklung liegt dabei in der besonderen Rolle des Fallbeispiels 1 innerhalb des Kraftwerksportfolios der Betreibergesellschaft. Während sich die Erzeugung des Kraftwerks im Jahr 2005 vorwiegend am Spotmarkt orientierte, wird das Speicherkraftwerk seit der Liberalisierung des österreichischen Sekundärregelmarktes im Jahr 2012 zur Erbringung von Sekundärregelleistung genutzt. Durch den stochastischen Abruf bzw. die über längere Zeiteinheiten konstante Vorhaltung von Sekundärregelleistung ohne Abruf und nachfolgenden Mittelung in der Darstellung kommt es im Jahresmittel zu einer über den Tagesverlauf relativ ausgeglichenen Erzeugung. Zwar sind auch die anderen Fallbeispiele in den unterschiedlichen Segmenten des Regelreservemarkts aktiv, jedoch erfolgt die Vermarktung der Flexibilität als Regelleistung nicht in der ausgeprägten Form wie für das Fallbeispiel 1.

Insgesamt lassen sich die Veränderungen der mittleren stündlichen Erzeugungscharakteristik der Fallbeispiele jedoch vergleichsweise gut aus den Entwicklungen der stündlichen Spotpreisstrukturen der vergangenen Jahre ableiten. Abb. 36 zeigt hierzu die stündliche Verteilung der jährlich 2.000 höchsten und 2.000 niedrigsten Day Ahead-Spotmarktpreise im Marktgebiet Deutschland-Österreich zwischen 2001 und 2015.

Abb. 36: Stündliche Verteilung der jährlich 2.000 höchsten (links) und 2.000 niedrigsten (rechts) Day Ahead-Spotmarktpreise im Marktgebiet Deutschland-Österreich zwischen 2001 und 2015

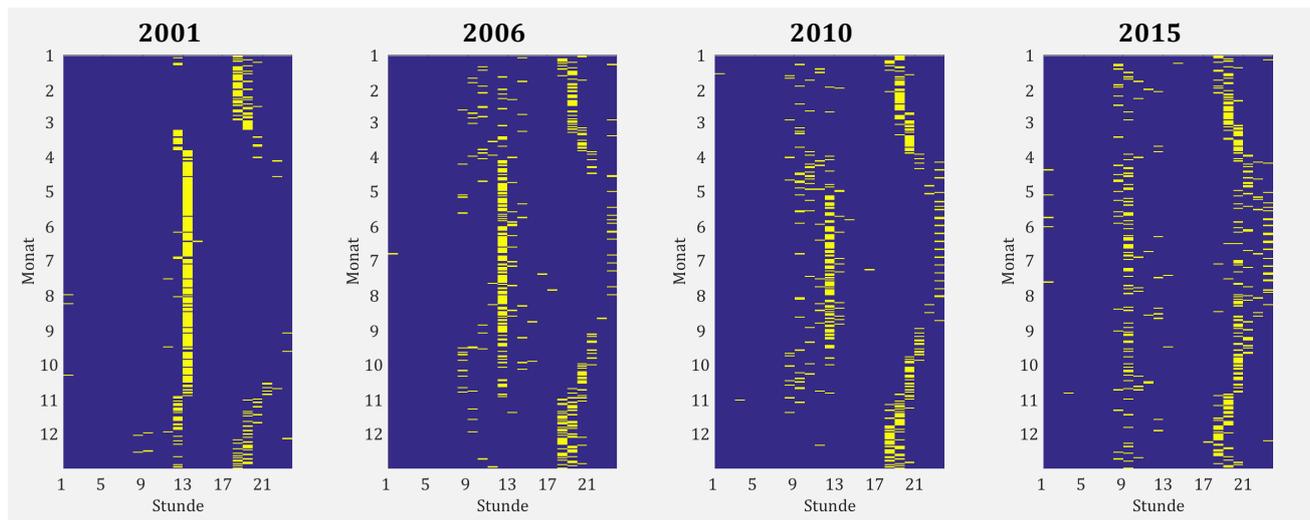


Daten: EPEX Spot, EEX

Während im Jahr 2001 die Häufigkeit hoher Spotpreise in der Mittagszeit noch sehr deutlich zu erkennen ist, hat sich dieses Muster bis 2015 kontinuierlich zu einer Konzentration hoher Spotpreise in den Morgen- und Abendstunden verschoben. Umgekehrt liegen niedrige Spotpreise immer häufiger auch während der Tageszeit und hier vor allem während der frühen Nachmittagsstunden, also Stunden in denen Speicherkraftwerke in der Vergangenheit bevorzugt eingesetzt wurden. Noch deutlicher sind die Veränderungen der stündlichen Spotpreisstrukturen und damit der Führungsgröße für die am Spotmarkt eingesetzten Fallbeispiele zu erkennen, wenn bspw. nur die jeweils teuerste Stunde eines jeden Tages betrachtet wird. Abb. 37 zeigt diese Analyse der täglich teuersten Stunden im deutsch-österreichischen Marktgebiet für die Jahre 2001, 2006, 2010 und 2015. Im Jahr 2001 lag

die teuerste Stunde eines Tages noch in der Stunde mit der höchsten Nachfrage, d. h. in der Regel zu Mittag bzw. am frühen Abend während der Wintermonate. In den Jahren 2006 und 2010 ist dieses ehemals klassische Muster bereits nicht mehr ganz eindeutig erkennbar und im Jahr 2015 werden die höchsten täglichen Spotpreise mit Ausnahme der PV-armen Wintermonate nicht mehr von der verbraucherseitigen sondern der residualen Lastspitze bestimmt.

Abb. 37: Täglich teuerste Stunde im Day Ahead-Spotmarkt Marktgebiet Deutschland-Österreich

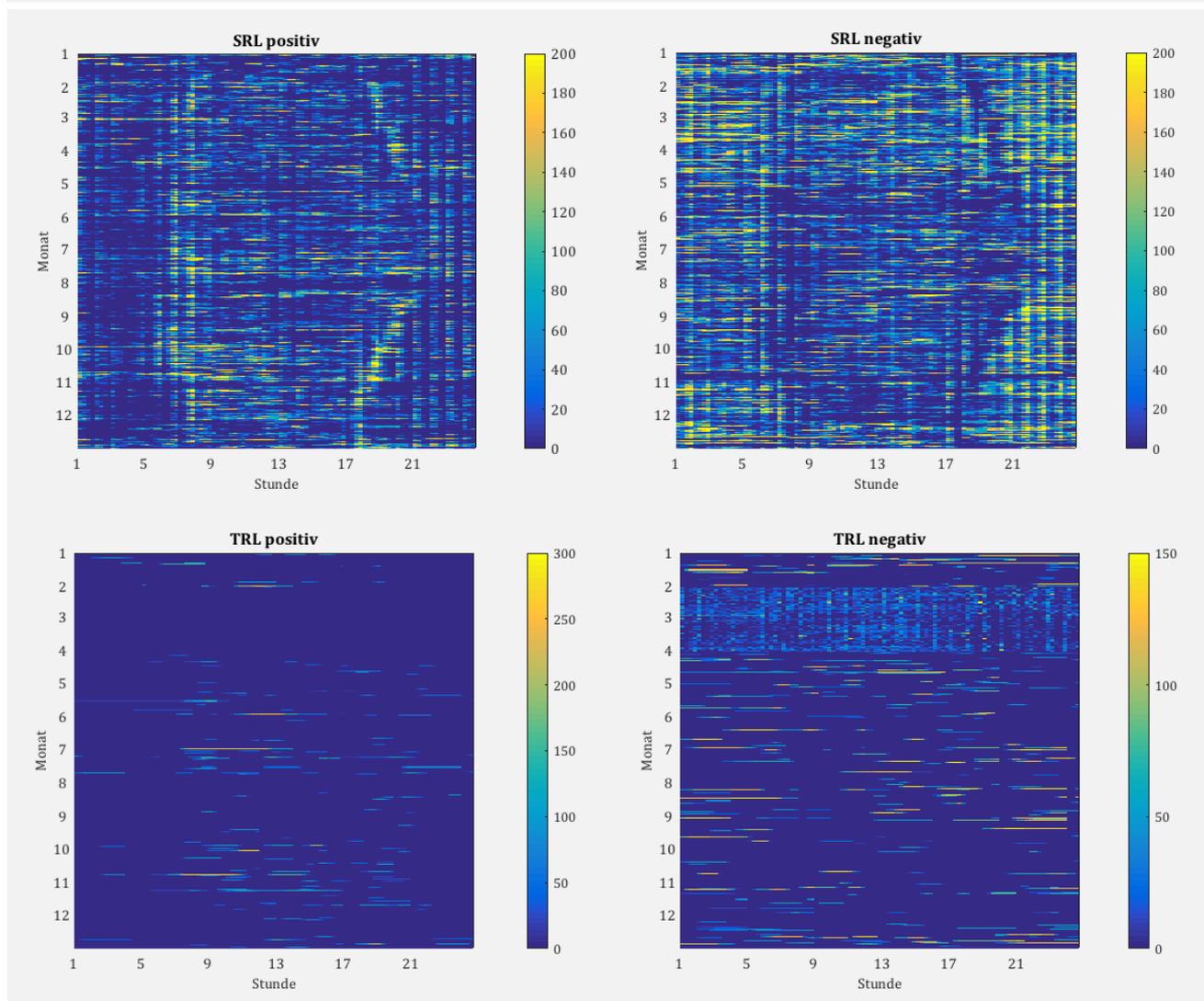


Daten: EPEX Spot, EEX

Diese Entwicklungen im Spotmarkt sind entscheidende Randbedingungen für den Einsatz von Speicherkraftwerken und damit auch der Fallbeispiele. Allerdings wird der operative Einsatz der Kraftwerke i. Allg. von weiteren Effekten überlagert – bspw. der Wasserführung, die vor allem bei Tagesspeichern zu einem Zwangseinsatz bei niedrigen Spotpreisen führen kann, oder den Abrufen am Regelenergiemarkt. Auf Grund der im Vergleich zum Spotmarkt deutlich geringeren Größe des Regelenergiemarkts und der über längere Zeiträume und gemittelt insgesamt moderaten mittleren Abrufwahrscheinlichkeit (vgl. Abschnitt 3.2.3 „Regelreservemarkt“) kann – wie im Fallbeispiel 1 – der Regelenergiemarkt jedoch nur dann die Erzeugungscharakteristik eines Speicherkraftwerks dominieren, wenn ein überdurchschnittlich hoher Anteil der Engpassleistung in diesem Segment vermarktet wird. Im Gesamtjahr betrachtet sind die Abrufe im Regelreservemarkt dabei relativ stochastisch über den Tagesverlauf verteilt, so dass sich keine eindeutige tages- oder jahreszeitliche Erzeugungscharakteristik von Speicherkraftwerken im Regelreservemarkt ableiten lässt. Dies lässt sich bspw. auch am mittleren Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung je Viertelstunde in Österreich im Jahr 2015 erkennen, der in Abb. 38 getrennt für positive und negative Regelleistung dargestellt ist.

Während die Tertiärregelleistung (und hier vor allem die positive Tertiärregelleistung) im Jahr 2015 eine sehr geringe Abrufhäufigkeit zeigte, wird das vorgehaltene Leistungsband der Sekundärregelung an sehr vielen Tagen im Jahr zumindest in einzelnen Viertelstunden auch tatsächlich abgerufen. Dabei schwankt der Abruf von Sekundärregelleistung innerhalb einzelner Viertelstunden deutlich um den Viertelstunden-Mittelwert, so dass die technischen Anforderungen an sekundärregelungsfähige Erzeugungseinheiten deutlich über den Gradienten und Lastwechseln zwischen einzelnen Viertelstunden liegt.

Abb. 38: Mittlerer Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung je Viertelstunde in Österreich im Jahr 2015 in MW



Daten: APG (SRL = Sekundärregelleistung, TRL = Tertiärregelleistung)

4.1.2 Historische Sunkcharakteristik

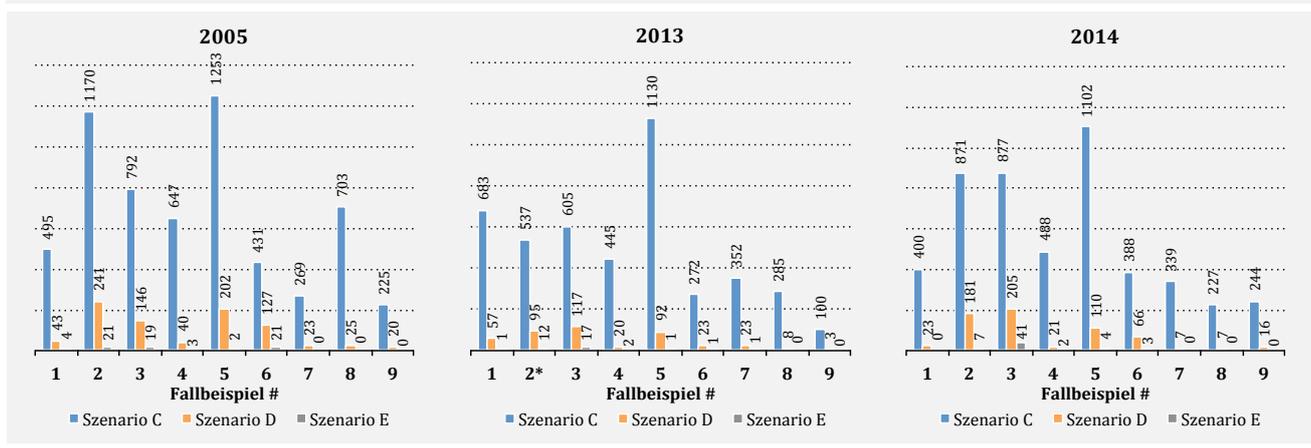
Die Analysen im Abschnitt 4.1.1 haben gezeigt, dass sich die Veränderungen der energiewirtschaftlichen Randbedingungen der vergangenen Jahre auch in der Erzeugungscharakteristik der Fallbeispiele widerspiegeln. Im Folgenden werden diese Analysen um eine Betrachtung der möglichen Veränderung der Sunkcharakteristik der Fallbeispiele erweitert. Hierzu werden die ex post-Daten der Änderungen des Abflussrückgangs am Rückgabepunkt der Fallbeispiele in den schwallrelevanten Vorfluter exemplarisch für die im Rahmen des Gesamtprojekts definierten hydrologischen Wirkungsszenarios C, D und E ausgewertet:³³

³³ Zusätzlich zu den hier exemplarisch analysierten Szenarios C, D und E werden im Rahmen des Projekts die hydrologischen Wirkungsszenarios F (Istzustand - Abflussrückgang entspricht 100% des maximalen Kraftwerksdurchflusses), B (Abflussrückgang je Viertelstunde am Rückgabepunkt in den Vorfluter wird fallbeispielspezifisch bestimmt, so dass keine ökologisch relevanten anthropogen verursachten Schwankungen im Gewässer auftreten) und A (keine anthropogen verursachten Schwankungen im Gewässer, d.h. de facto Betrieb als Laufwasserkraftwerk) berücksichtigt; vgl. Technischer Bericht A 1.2/1.3.

- **Szenario C:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 25% des maximalen Kraftwerksdurchflusse (Q_a) nicht.
- **Szenario D:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 50% des maximalen Kraftwerksdurchflusse (Q_a) nicht.
- **Szenario E:** Der maximale anthropogene Abflussrückgang innerhalb von 15 Minuten überschreitet am Rückgabepunkt in den Vorfluter 75% des maximalen Kraftwerksdurchflusse (Q_a) nicht.

In Abb. 39 ist als erstes Ergebnis der Analysen die absolute Häufigkeit sunkrelevanter Ereignisse für die Szenarios C, D und E in den Jahren 2005, 2013 und 2014 dargestellt. Gut zu erkennen ist dabei, dass für das Szenario E nur sehr wenige sunkrelevante Ereignisse aufgetreten sind – das Maximum liegt bei 41 Ereignissen (Fallbeispiel 3 im Jahr 2014). Im Szenario D liegt die Bandbreite der sunkrelevanten Ereignisse zwischen 3 (Fallbeispiel 9 im Jahr 2013) und 241 (Fallbeispiel 2 im Jahr 2005) und im Szenario C zwischen 100 (Fallbeispiel 9 im Jahr 2013) und 1.253 (Fallbeispiel 5 im Jahr 2005).

Abb. 39: Häufigkeit sunkrelevanter Ereignisse für Fallbeispiele in den hydrologischen Wirkungsszenarios C, D und E



Daten: KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH, Vorarlberger Illwerke AG

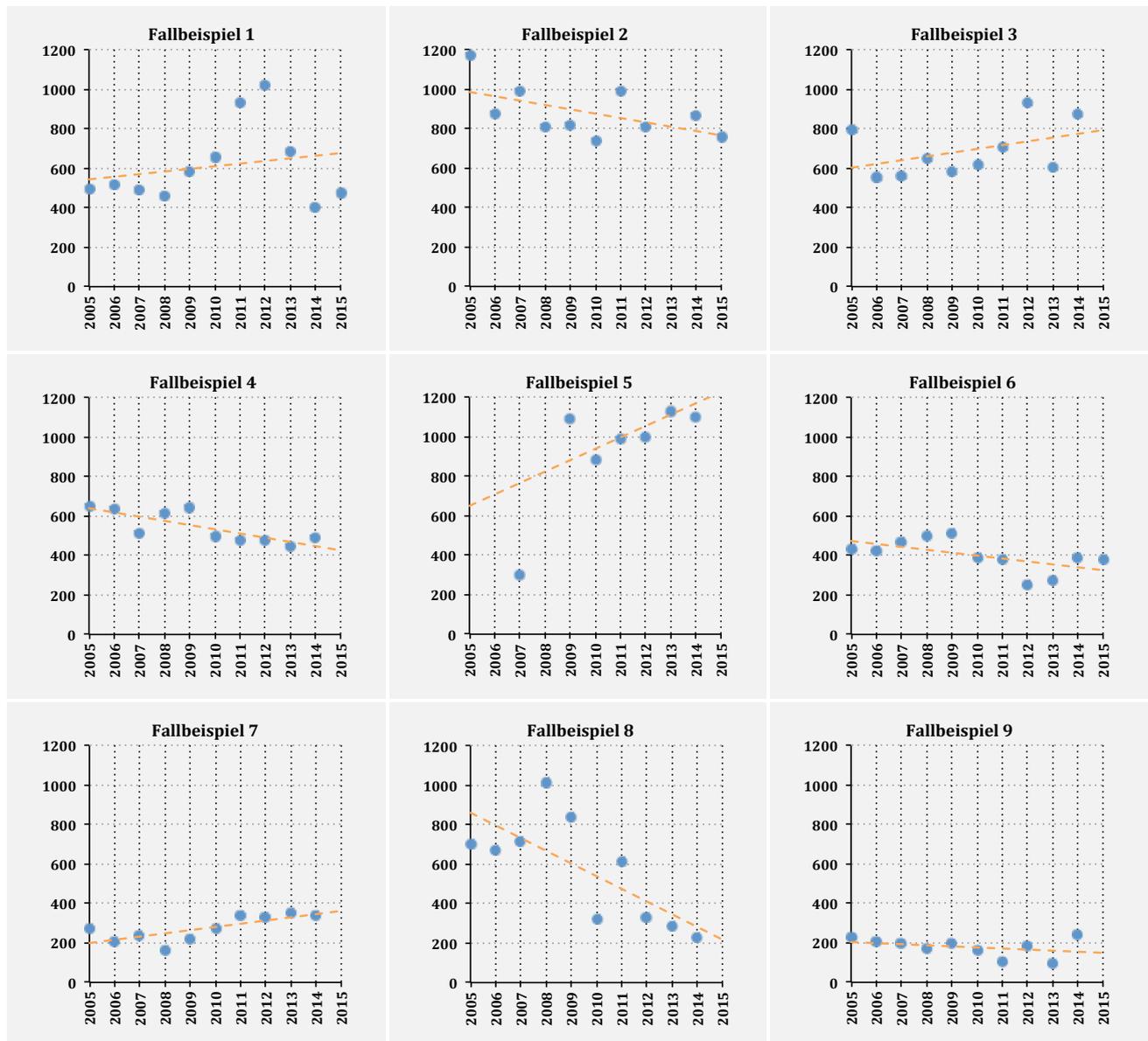
* Fallbeispiel 2 auf Grund Revision im 1. Quartal 2013 nur 2. bis 4. Quartal 2013

Insgesamt zeigt sich, dass eine sehr schnelle Reduzierung der Erzeugung der Fallbeispiele und damit sehr starke Sunkereignisse am Rückgabepunkt (Szenario E) relativ selten eintreten. Dies liegt zum einen darin, dass ein Teil der Fallbeispiele bereits über ein Dämpfungsbecken verfügt, das die Spitzen von Schwall- und Sunkereignisse reduziert. Zum anderen werden Speicherkraftwerke häufig im Teillastbereich betrieben, um eine gleichzeitige Vermarktung der Kapazität in mehreren Märkten und insbesondere die Erbringung von Regelleistung zu ermöglichen. Da im Teillastbetrieb die möglichen Änderungen der Wasserrückgabe immer unter der Bezugsgröße Q_a liegen bzw. der Abruf von Regelleistung in Abhängigkeit von den übergeordneten Anforderungen im Übertragungsnetz stochastisch erfolgt, treten in diesem Fall relevante Sunkereignisse (insbesondere Szenario E aber auch Szenario D) vergleichsweise selten ein.

Zusätzlich sei angemerkt, dass die Kraftwerke der ÖBB-Infrastruktur AG in erster Linie der sicheren Bahnstromversorgung dienen, wodurch sich die Fahrweise der ÖBB-Kraftwerke oftmals deutlich von jenen im 50-Hz-System unterscheidet. Die weiteren Analysen in diesem Abschnitt konzentrieren sich daher auf das Szenario C,

für das in Abb. 40 die Entwicklung der absoluten Häufigkeit sunkrelevanter Ereignisse zwischen den Jahren 2005 und 2014 (2015) dargestellt ist.

Abb. 40: Entwicklung der absoluten Häufigkeit von Sunkereignissen für hydrologisches Wirkungsszenario C

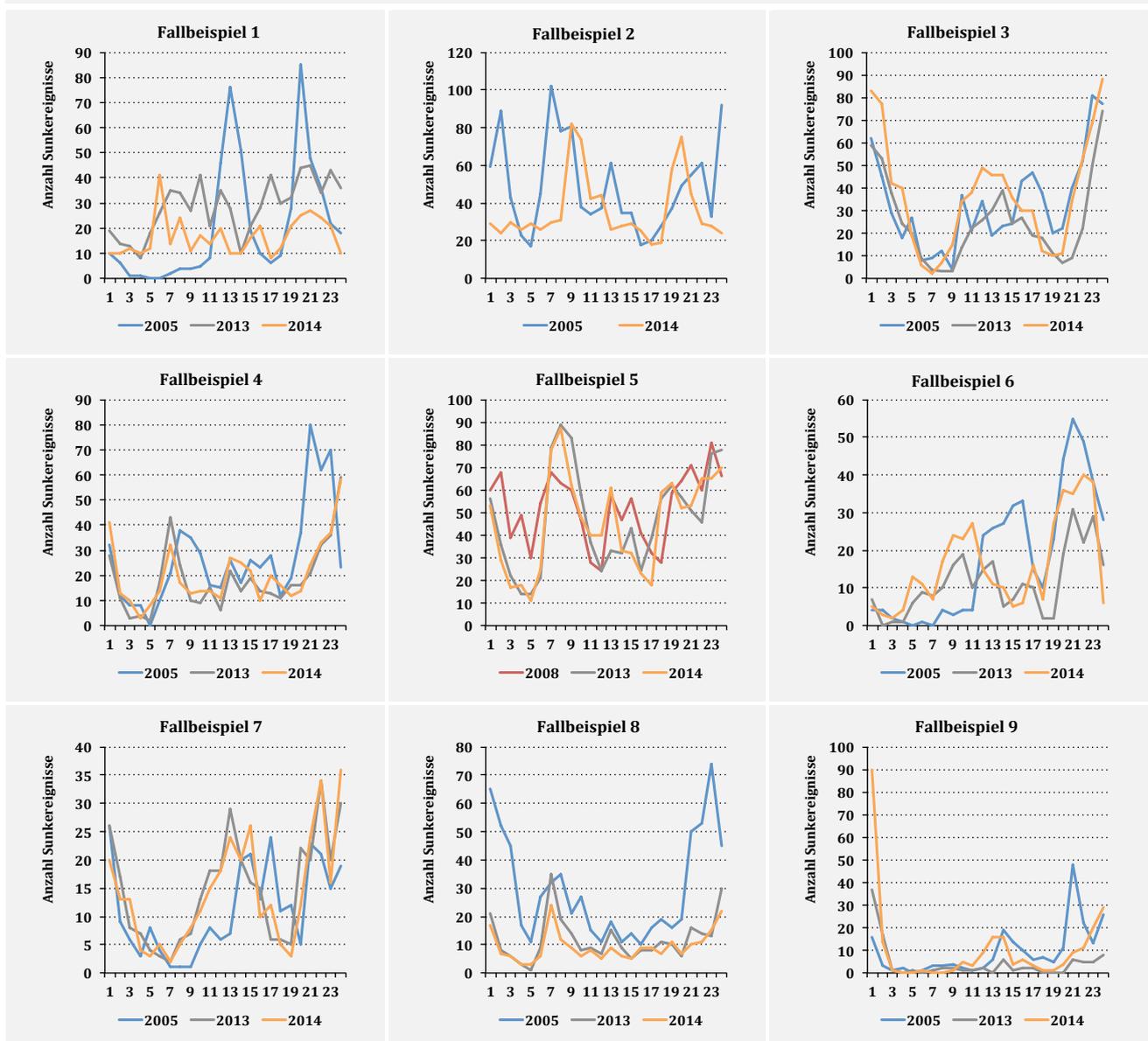


Daten: KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH, Vorarlberger Illwerke AG

Die Entwicklung der Häufigkeit der Sunkereignisse der Fallbeispiele entsprechend Szenario C zeigt dabei kein einheitliches Bild, da zum Teil eine Zunahme und zum Teil eine Abnahme über die vergangenen 10 Jahre festgestellt werden kann. Diese gegenläufigen Tendenzen lassen sich insbesondere aus den spezifisch für jedes Fallbeispiel in den vergangenen Jahren weiterentwickelten Vermarktungsstrategien ableiten, die u. a. durch die vollständige Liberalisierung des Regelreservemarkts in Österreich, die Einführung des Intraday-Handels oder die Inbetriebnahme zusätzlicher Erzeugungskapazitäten im Kraftwerksportfolio der jeweiligen Betreibergesellschaft beeinflusst wurden. Die z. T. hohen Schwankungen zwischen einzelnen Jahren werden speziell bei Tages speichern vor allem auch von der Wasserführung bestimmt. Bspw. hatte das Fallbeispiel 1 in den Jahren 2014

und 2015 eine sehr gute Wasserführung im Sommer mit Vollbetrieb und entsprechend wenig Möglichkeiten zu Leistungsänderungen. Umgekehrt waren die Jahre 2011 und 2012 durch eine relativ niedrige Wasserführung im Sommer gekennzeichnet, wodurch der Speicher des Fallbeispiels 1 auch in diesen Monaten flexibel bewirtschaftet werden konnte und sich dadurch insbesondere die Möglichkeit ergab, Sekundärregelleistung sowohl in positiver als auch negativer Richtung zu vermarkten. Ähnlich wie die Entwicklung der gesamten jährlichen Sunkereignisse zeigt auch die Entwicklung der Verteilung der jährlich gemittelten Sunkereignisse im Tagesverlauf kein einheitliches Bild im Vergleich der Fallbeispiele. In Abb. 41 ist die Summe der sunkrelevanten Ereignisse für jede Stunde eines Tages im Szenario C für die Jahre 2005 (2008 für Fallbeispiel 5), 2013 und 2014 dargestellt.

Abb. 41: Jahressumme sunkrelevanter Ereignisse je Stunde für hydrologisches Wirkungsszenario C

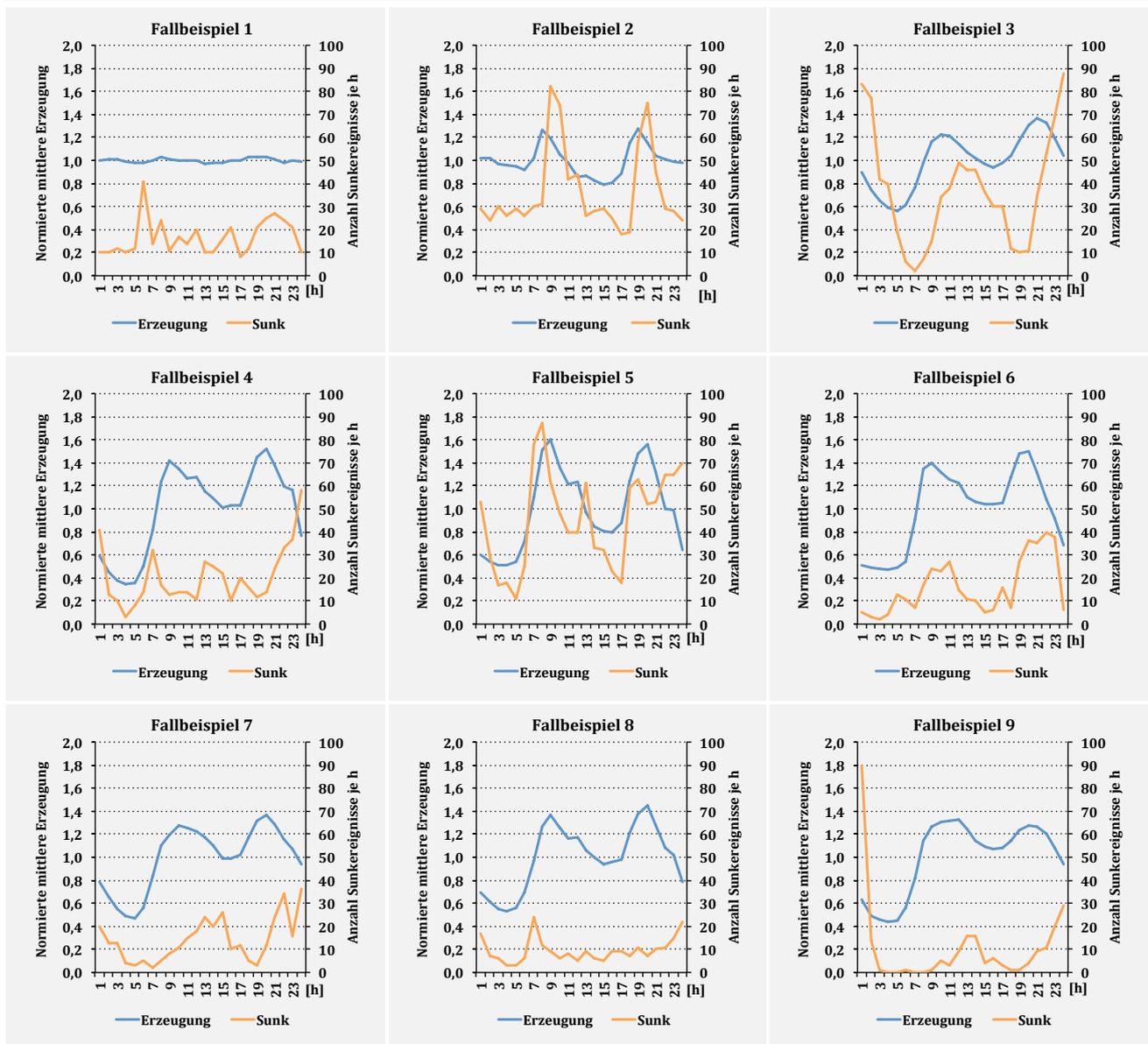


Daten: KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH, Vorarlberger Illwerke AG

Die mittlere tageszeitliche Sunkcharakteristik hat sich bei allen Fallbeispielen in den vergangenen Jahren geändert, jedoch lässt sich über alle Fallbeispiele hinweg keine eindeutige Tendenz ableiten. Dies mag auf den ersten Blick im Widerspruch zu der vergleichsweise ähnlichen tagesmittleren Erzeugungskarakteristik der Fallbei-

spiele stehen (vgl. Abschnitt 4.1.1, Abb. 35). Da jedoch im Szenario C eine verhältnismäßig kleine Reduzierung der Wasserrückgabe (25% von Q_a) bereits als Sunkereignis eingestuft wird, führt vor allem der Einsatz der Speicherkraftwerke im Regelreservemarkt sowie im Intraday-Markt zu einer insgesamt und im Mittel gleichmäßigeren Verteilung der Sunkereignisse im Tagesverlauf. Zusätzlich werden saisonale Effekte durch die Betrachtung auf Jahresebene „verwischt“, (Abschnitt 4.1.1). Dies zeigt sich auch bei einer gemeinsamen Darstellung der Erzeugungs- und Sunkcharakteristik für das Jahr 2014 in Abb. 42.

Abb. 42: Stundenmittlere Erzeugung und Summe Sunkereignisse je Stunde im Jahr 2014 für hydrologisches Wirkungsszenario C



Daten: KELAG Kärntner Elektrizität AG, ÖBB Infrastruktur AG, Salzburg AG, TIWAG Tiroler Wasserkraft AG, VERBUND Hydro Power GmbH, Vorarlberger Illwerke AG

Grundsätzlich wäre zu erwarten, dass die Häufigkeit von Sunkereignissen dann am Höchsten ist, wenn die Erzeugung der Speicherkraftwerke am Stärksten abnimmt. Bei den Fallbeispielen 2, 3, 7 und 9 ist dieser Zusammenhang auch erkennbar. Demgegenüber zeigt bspw. das Fallbeispiel 5 einen genau umgekehrten Zusammenhang, d. h. die höchste Anzahl an Sunkereignissen tritt in den Stunden auf, in denen die jahresmittlere Erzeugung

zunimmt. Der Grund für dieses auf den ersten Blick widersprüchliche Verhalten liegt darin, dass das Fallbeispiel 5 sehr häufig als Regelkraftwerk im Portfolio der Betreibergesellschaft eingesetzt wird und es damit zu einer dem Spotmarkt gegenläufigen Einsatzcharakteristik kommen kann. Dadurch sind die Sunkereignisse nicht zwingend mit dem Ende eines „Erzeugungsblocks“ verknüpft.

Als Fazit der ex post-Analyse der Fallbeispiele lässt sich damit zusammenfassen, dass die Jahressumme der sunkrelevanten Ereignisse der Speicherkraftwerke die Veränderungen der energiewirtschaftlichen Randbedingungen der vergangenen Jahren noch am Besten widerspiegelt, sich diese jedoch nicht notwendigerweise in der tatsächlichen Sunkcharakteristik der Anlagen wiederfinden muss. Damit lassen sich aus den zukünftigen Entwicklungen der Spotpreisstrukturen zwar Aussagen zur Entwicklung der mittleren Erzeugungseigenschaften von Speicherkraftwerken ableiten. Die Entwicklung der Sunkereignisse von Speicherkraftwerken – neben der absoluten Häufigkeit vor allem der tageszeitlichen Charakteristik – zeigt jedoch keinen zwingenden Zusammenhang mit der Entwicklung der Spotpreisstruktur, da diese deutlich stärker von Erzeugungsänderungen in den sehr kurzfristigen Regelreserve- und Intraday-Märkten bestimmt werden.

4.2 Mittel- und langfristige energiewirtschaftliche Szenarios

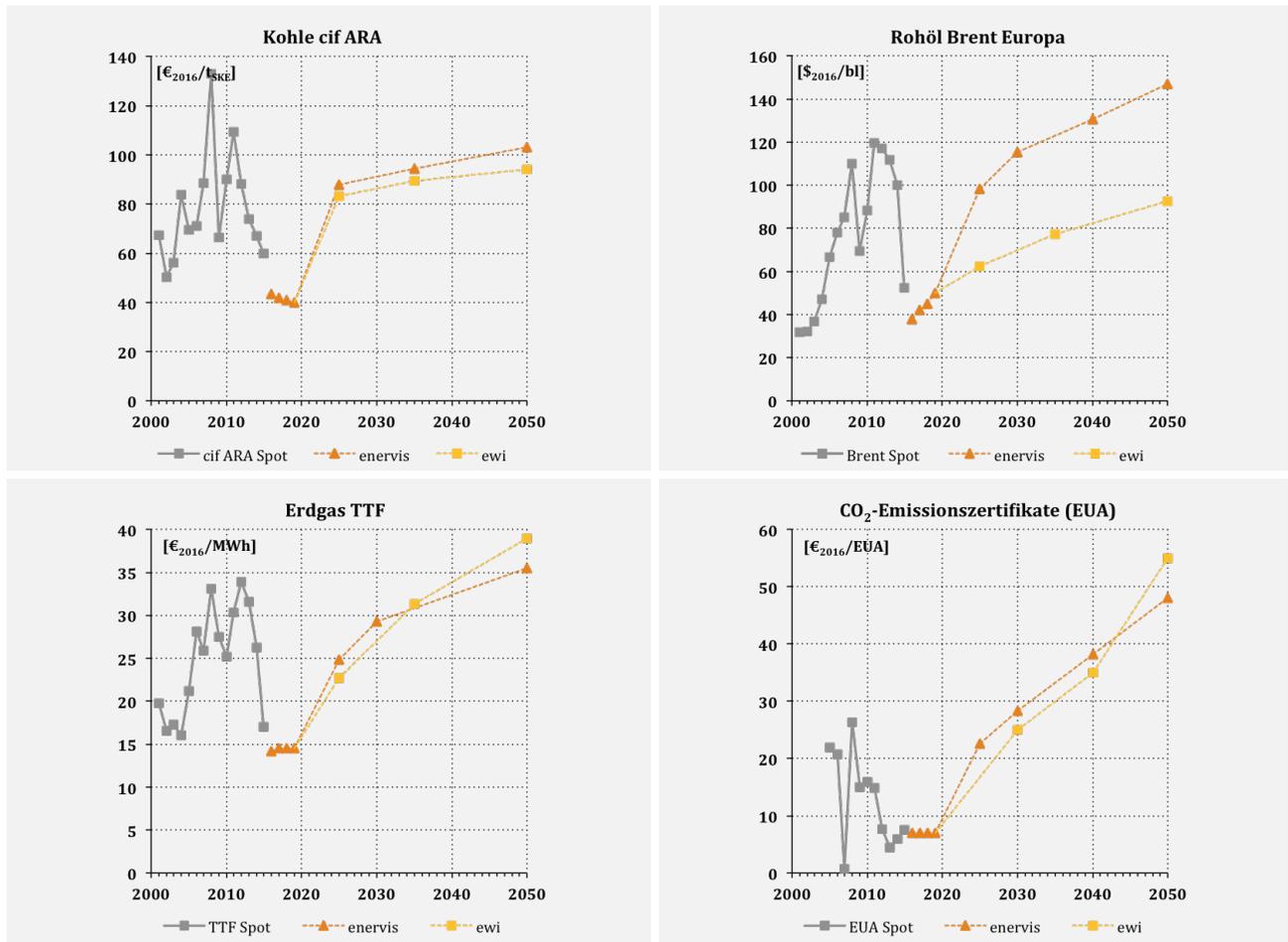
4.2.1 Marktpreisprognose mittels fundamentaler Strommarktmodelle

Die energiewirtschaftliche Bewertung von Stromerzeugungsanlagen und damit auch von Speicherkraftwerken erfolgt häufig mit Hilfe langfristiger Strompreisprognosen, die auf Basis fundamentaler Strommarktmodelle erstellt werden. Fundamentalmodelle bilden in der Regel sowohl den Einsatz des gesamten bestehenden Kraftwerksparks als auch Investitionsentscheidungen in Neu- und Ersatzanlagen ab. Wesentliche Eingangsgrößen der Marktmodelle stellen insbesondere energiepolitische Ziele, wie bspw. der Ausbau erneuerbarer Energien oder die Reduzierung der CO₂-Emissionen, die Prognose der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie der langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage dar. Die für die Strompreisbildung besonders relevanten Einspeisezeitreihen der Windkraft und Photovoltaik werden i. Allg. aus historischen Wetterdaten abgeleitet. Zusätzlich berücksichtigt werden altersbedingte Stilllegungen von Kraftwerken sowie der überregionale Netzausbau zur Erhöhung des Stromaustauschs zwischen den Ländern. Ausgehend von den jeweils szenariospezifischen Randbedingungen und der Prämisse einer kostenoptimalen Entwicklung des verbleibenden Kraftwerksparks werden dann die stündlichen und/oder viertelstündlichen Börsenstrompreise für die berücksichtigten Marktgebiete über eine simulierte Merit Order-Kurve berechnet. Dadurch lassen sich nicht nur Aussagen zur langfristigen Entwicklung der jahresmittleren Basepreise sondern auch zu saisonalen und untertägigen Schwankungen der Spotpreise ableiten und für die Bewertung der zukünftigen Einsatzcharakteristik von Speicherkraftwerken berücksichtigen.

Im Rahmen dieser Studie erfolgt die Bewertung der ökonomischen Wirkung (d. h. betriebswirtschaftliche Effekte) und der Auswirkungen auf die Nutzung (d. h. volkswirtschaftliche und klimapolitische Effekte) von Einschränkungen in der betrieblichen Flexibilität von Speicherkraftwerken anhand von zwei aktuellen Strompreisszenarios der ewi Energy Research & Scenarios GmbH [45] und der enervis energy advisor GmbH [46]. Trotz der grundsätzlich ähnlichen übergeordneten energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der beiden Strompreisszenarios ist zu erwarten, dass die Ergebnisse auf Grund der im Detail voneinander abweichenden Modellansätze und Eingangsprämissen ebenfalls im Detail voneinander abweichen werden. Dadurch kann insbesondere eine Bandbreite der möglichen langfristigen Entwicklung der stündlichen und viertelstündlichen Strompreischarakteristik abgebildet werden, die für die Bewertung der Flexibilitätsverluste eines Speicherkraftwerks durch schwalldämpfende Maßnahmen eine wichtige Randbedingung darstellt.

Bei der Prognose der langfristigen Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise orientieren sich beide Strompreisszenarios an den Annahmen des *New Policies Scenarios* im World Energy Outlook (WEO) 2015 der Internationalen Energieagentur (IEA) [47]. Abb. 43 zeigt hierzu die unterstellte Entwicklung der realen Preise im Geldwert 2016 für Kraftwerkskohle, Rohöl, Erdgas und CO₂-Emissionszertifikate. Zusätzlich zu den Prognosen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2040 sind in Abb. 43 auch die historischen Spotpreise sowie exemplarisch die Notierungen der jeweiligen Produkte an den Forwardmärkten am 18. April 2016 dargestellt.

Abb. 43: Entwicklungspfade der Preise für fossile Energieträger und CO₂-Zertifikate im *enervis* Marktpreisszenario *Best Guess Q1 2016* und in *ewi* Strompreisprojektion *April 2016*



Daten: U.S. Department of Energy, CME Group, Deutsche Emissionshandelsstelle, Verein der Kohlenimporteure e.V., Internationale Energieagentur IEA, enervis, ewi

Kohle cif ARA: Kosten für Kohle inklusive Versicherung und Fracht (cost insurance and freight, cif) an den nordwesteuropäischen Handelspunkten Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA); Erdgas TTF: OTC-Großhandelspreise für Erdgas für den niederländischen Gas-handelspunkt Title Transfer Facility (TTF); EUA: European Union Allowance (CO₂-Emissionshandelszertifikat der EU für 1 t CO₂)

Auffallend ist, dass die dem WEO 2015 *New Policies Scenario* zu Grunde liegenden Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise deutlich über den aktuellen Forward-Notierungen liegen. Neben einer zumindest in den kommenden Jahren global weiter steigenden Nachfrage nach Kohle, Öl und Gas geht der WEO 2015 insbesondere davon aus, dass es auf der Angebotsseite zu einer tendenziellen Verknappung kommt, da bei dem aktuellen Preisniveau die Vollkosten der meisten Produzenten nicht mehr gedeckt werden können und damit Investitionen in den Erhalt bzw. den Ausbau der Förderkapazitäten nicht mehr in dem erforderlichen Umfang getätigt werden. Als Folge dieser Entwicklung können mittel- und langfristig die Preise für fossile Energieträger wieder

steigen – eine Entwicklung, die bspw. auch im *Reference Szenario 2016* der EU Energy Trends 2050 unterstellt wird [48]. Während das von ewi und enervis für ihre Strompreisszenarios herangezogene Preisniveau für fossile Energieträger in der Vergangenheit bereits erreicht oder sogar überschritten wurde, steigen die Preise für CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 jeweils deutlich über den bisherigen historischen Höchststand von knapp 26 €/2016/t_{CO2} aus dem Jahr 2008. Ein solcher Anstieg ist vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaschutzziele in Europa jedoch grundsätzlich nicht unrealistisch und wird bspw. auch im WEO 2015 *New Policies Scenario* oder im *Reference Szenario 2016* der EU Energy Trends 2050 als langfristiger Entwicklungspfad unterstellt.

Während die unterstellte Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise im *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* und der *ewi Strompreisprojektion April 2016* sehr ähnlich ist, bestehen bei weiteren Eingangsprämissen z. T. deutliche Unterschiede, die sich u. a. aus den verschiedenen Erwartungshaltungen in Bezug auf die konkrete Umsetzung der übergeordneten energiepolitischen Zielvorgaben ableiten. In Tabelle 9 ist dies exemplarisch für die Ausbaupfade der Windkraft und Photovoltaik sowie die Entwicklung der Stromnachfrage in Österreich, Deutschland und Europa dargestellt.

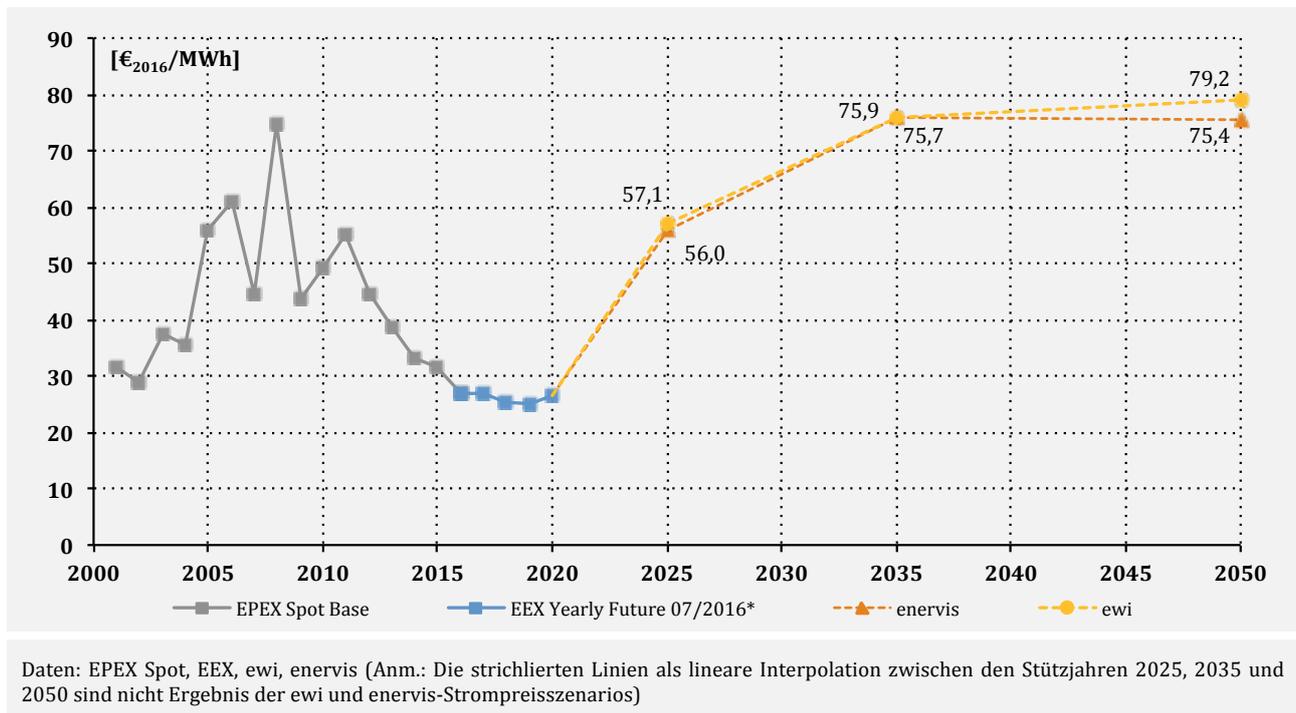
Tabelle 9: Ausgewählte Eingangsprämissen für das enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016 und die ewi Strompreisprojektion April 2016

			2015	ewi			enervis		
				2025	2035	2050	2025	2035	2050
Österreich	Wind onshore	[MW]	2.400	4.000	5.800	7.500	5.200	7.700	8.900
	Photovoltaik	[MW]	900	2.500	3.700	5.500	2.200	3.000	3.700
	Brutto-Stromnachfrage	[TWh/a]	70	67	72	81	76	76	77
Deutschland	Wind onshore	[MW]	41.700	62.800	72.000	80.000	k. A.	k. A.	k. A.
	Wind offshore	[MW]	3.500	10.000	14.360	20.900	k. A.	k. A.	k. A.
	Photovoltaik	[MW]	39.700	61.700	69.900	74.800	k. A.	k. A.	k. A.
	Brutto-Stromnachfrage	[TWh/a]	597	561	557	553	k. A.	k. A.	k. A.
Europa	Wind on-/offshore	[MW]	142.000	249.000	307.000	353.000	259.000	335.000	414.000
	Photovoltaik	[MW]	95.000	154.000	195.000	355.000	150.000	196.000	246.000
	Brutto-Stromnachfrage	[TWh/a]	3.200	3.640	3.900	4.320	3.390	3.430	3.480

Quelle: EWEA, REN21, BSW-Solar, PV Austria, BDEW, E-Control, ewi, enervis

Entsprechend den in Abschnitt 2.2.2 dargestellten Mechanismen zur Preisbildung an den Strombörsen spiegeln sich die von ewi und enervis unterstellten Randbedingungen – allen voran die Entwicklungen der Preise für fossile Brennstoffe und CO₂ – in den modellierten Spotpreisen im deutsch-österreichischen Marktgebiet wieder. In Abb. 44 sind hierzu der Basepreis aus dem *enervis Szenario Best Guess Q I 2016* und der *ewi Strompreisprojektion April 2016* für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 dargestellt. Zusätzlich zeigt die Abbildung die jahresmittleren Spotpreise der Jahre 2000 bis 2016 und exemplarisch die Notierungen der EEX Futures für 2017 bis 2020 als Mittelwert des höchsten und niedrigsten Abschlusspreises im April 2016.

Abb. 44: Spot und Forward-Basepreis sowie Basepreis *enervis* Marktpreisszenario *Best Guess Q I 2016* und *ewi Strompreisprojektion April 2016* im deutsch-österreichischen Marktgebiet



Beide Strompreisszenarios zeigen nach dem Jahr 2020 einen verhältnismäßig starken Sprung vom heutigen Preisniveau von unter 30 €/MWh auf 56,0 (enervis) bzw. 57,1 €₂₀₁₆/MWh (ewi) – ein Bereich der zwischen 2005 und 2011 bereits erreicht wurde. Anschließend gehen die Preisszenarios von einem mehr oder weniger parallelen Anstieg bis 2035 auf 75,7 (enervis) bzw. 75,9 €₂₀₁₆/MWh (ewi) aus. Bis 2050 sieht die Preisprojektion von ewi einen weiteren leichten Anstieg des Basepreises auf 79,2 €₂₀₁₆/MWh während enervis von einer konstanten Entwicklung auf 75,4 €₂₀₁₆/MWh ausgeht.

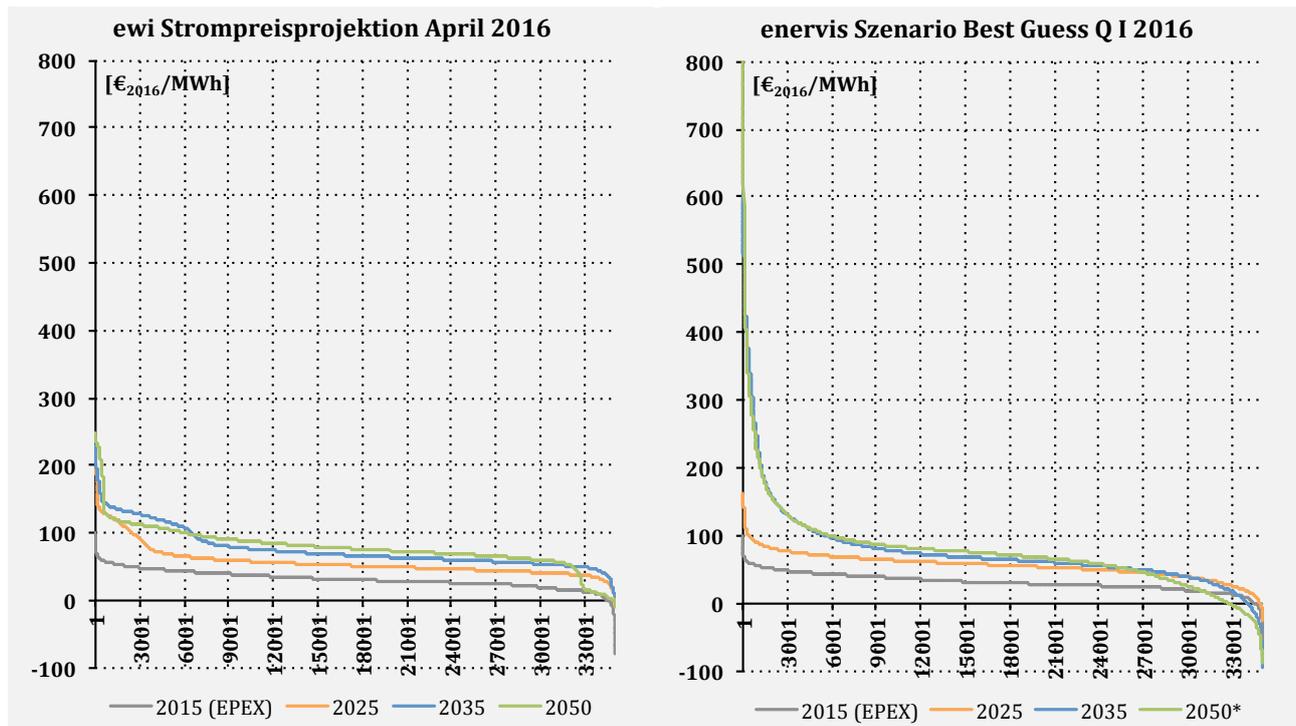
Insgesamt zeigen das *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* und die *ewi Strompreisprojektion April 2016* eine sehr ähnliche, deutlich steigende Entwicklung der jahresmittleren Spotpreise im deutsch-österreichischen Strommarkt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist ein solcher Anstieg der Großhandelspreise für Strom nach 2020 dabei nicht nur auf Grund der unterstellten Preisentwicklungen für fossile Energieträger und CO₂-Zertifikate begründbar. Ein wesentlicher Faktor, der zu dieser Entwicklung führen kann, stellt die aktuell fehlende Deckung der Vollkosten von neuen Erzeugungstechnologien und z. T. auch der jährlichen Fixkosten von bestehenden Kraftwerken dar, wodurch Kraftwerkebetreiber ihre Investitionen in neue bzw. in die Instandhaltung bestehender Kapazitäten auf Grund der fehlenden Wirtschaftlichkeit bereits deutlich reduziert haben. Als Konsequenz wird parallel zu altersbedingten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke und dem bis 2022 umgesetzten Kernenergieausstieg in Deutschland das Angebot an gesichert zur Verfügung stehender Kraftwerkskapazität sinken, wodurch die Marktpreise in Stunden mit hoher Nachfrage bei gleichzeitig geringer Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie tendenziell steigen werden.

4.2.2 Detailanalyse Strompreiskarakteristik

Für die energiewirtschaftliche Bewertung von Speicherkraftwerken ist nicht das absolute Niveau der jahresmittleren Großhandelspreise sondern vor allem die stündliche bzw. zunehmend auch die viertelstündliche Preischarakteristik in den Day Ahead- und Intraday-Märkten maßgeblich. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden

die zeitliche Charakteristik der als stündliche und viertelstündliche Datensätze vorliegenden ewi- und enervis-Strompreisszenarios analysiert und bewertet. Abb. 45 zeigt hierzu die Jahresdauerlinie der viertelstündlichen Day Ahead-Strompreisszenarios für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 sowie als Vergleich der EPEX Day Ahead Spotpreise für das Jahr 2015.

Abb. 45: Jahresdauerlinie der viertelstündlichen Day Ahead Spotpreise für das Jahr 2015 (EPEX Spot) und die Jahre 2025, 2035 und 2050 (enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016 und ewi Strompreisprojektion April 2016)



Daten: EPEX Spot, ewi, enervis

* 12 Viertelstundepreise über 800 €/MWh nicht dargestellt

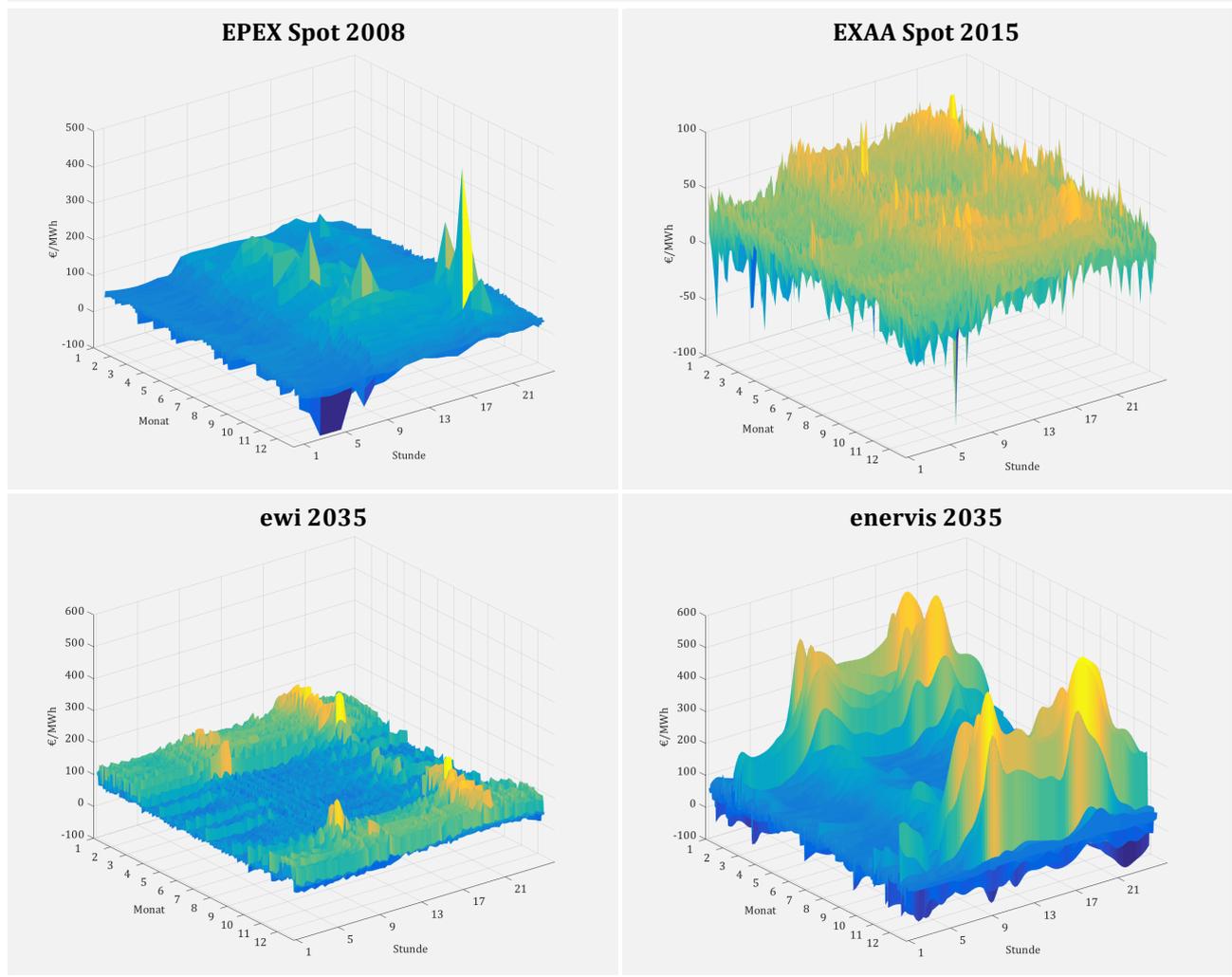
Sehr gut zu erkennen ist dabei, dass die Preisausschläge (d. h. sehr hohe und sehr niedrige Spotpreise) im *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016* deutlich stärker ausfallen als in der *ewi Strompreisprojektion April 2016*. Während die *ewi Strompreisprojektion* Maximalpreise im Bereich von 200 bis 240 €/MWh sieht, liefert das *enervis Marktpreisszenario* Preisspitzen von knapp 600 €/MWh im Jahr 2035 und über 1.100 €/MWh im Jahr 2050. Auch bei den Minimalpreisen zeigt das *enervis Marktpreisszenario* mit bis zu -100 €/MWh spürbar niedrigere Spotpreise als die *ewi Strompreisprojektion* mit Minimalpreisen von 0 €/MWh. Damit liegt *enervis* insgesamt auch näher an den in der Vergangenheit bereits festgestellten Preisausschlägen (vgl. Abb. 21, Abschnitt 3.2.1), wie die in Tabelle 10 zusammengefassten Parameter der stündlichen EPEX-Day Ahead-Spotmarktpreise für 2008 und 2015 sowie des *enervis Marktpreisszenarios Best Guess Q I 2016* und der *ewi Strompreisprojektion April 2016* für 2025, 2035 und 2050 zeigen.

Tabelle 10: Ausgewählte Parameter EPEX-Day Ahead-Spotmarkt 2008 und 2015 sowie *enervis* Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016 und *ewi* Strompreisprojektion April 2016 für 2025, 2035 und 2050 in €₂₀₁₆/MWh (Stundenprodukte soweit nicht anders vermerkt)

	EPEX Spot		ewi			enervis		
	2008	2015	2025	2035	2050	2025	2035	2050
Base	74,7	57,1	57,1	75,9	79,2	56,0	75,7	75,4
Min	-115,3	11,7	11,7	4,4	0,0	-23,6	-91,2	-85,2
Max	561,5	219,1	219,1	232,9	234,5	163,1	595,9	1.110,0

Daten: EPEX, ewi, enervis

Abb. 46: Stündliche Day Ahead-Spotpreise für das Jahr 2008, viertelstündliche Day Ahead-Spotpreise für das Jahr 2015 sowie für das Jahr 2035 im *enervis* Marktpreisszenario Best Guess Q I 2016 und der *ewi* Strompreisprojektion April 2016 (Anm.: unterschiedliche Skalierung der €/MWh-Achse beachten)

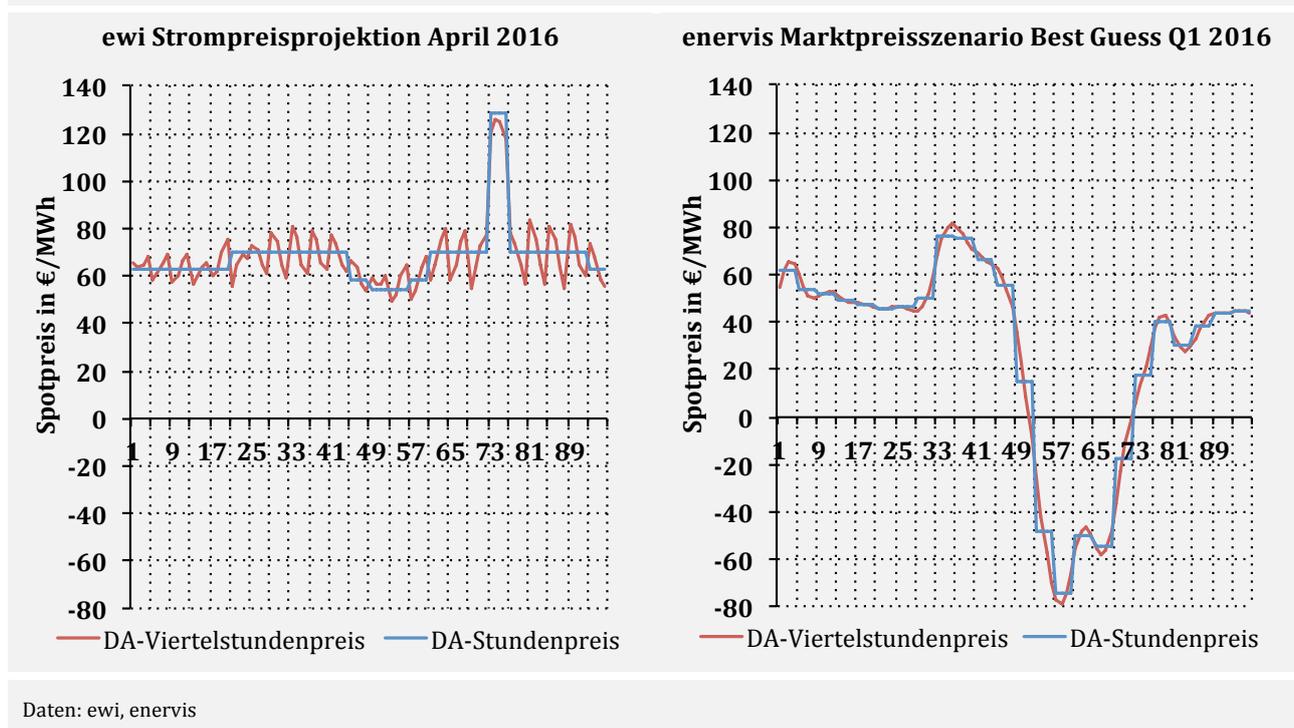


Daten: EPEX Spot, ewi, enervis

Neben den wieder steigenden Preisausschlägen zeigen beide Strompreisszenarios auch eine wieder steigende Volatilität der stündlichen Spotpreise. Bei den 1/4h-Werten zeigt sich aufgrund der Methodik ein differenziertes

Bild. Die Viertelstundenpreise von ewi zeigen hier eine vergleichsweise stärkere Volatilität. Damit bilden beide Strompreisszenarios letztendlich auch die Unsicherheiten in Bezug auf die weitere Entwicklung der Volatilitäten der Viertelstundenpreise ab (vgl. Abschnitt 3.2.1). Während enervis davon ausgeht, dass insbesondere durch die zunehmende Flexibilität des Kraftwerksparks, der Weiterentwicklung des Marktdesigns sowie einer effizienteren Bewirtschaftung von (Photovoltaik)-Portfolios durch die Marktteilnehmer die hohe Volatilität der Viertelstundenpreise innerhalb einer Stunde sukzessive kleiner werden, sieht ewi insbesondere auf Grund der eingeschränkten Flexibilität konventioneller Kraftwerke weiterhin relativ hohe Schwankungen der Viertelstundenpreise innerhalb einer Stunde. Diese unterschiedlichen Erwartungshaltungen spiegeln sich entsprechend in den unterschiedlichen Modellansätzen und damit in den im Detail voneinander abweichenden Ergebnissen der zeitlichen Spotpreiskarakteristik wieder. Gut zu erkennen ist dies bspw. in einer 3-dimensionalen Darstellung der viertelstündlichen Day Ahead-Spotpreise (Abb. 46) sowie der exemplarischen Darstellung der Day Ahead-Stunden- und -Viertelstundenpreise im *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q 1 2016* und in der *ewi Strompreisprojektion April 2016* für den 17.6.2035 in Abb. 47.

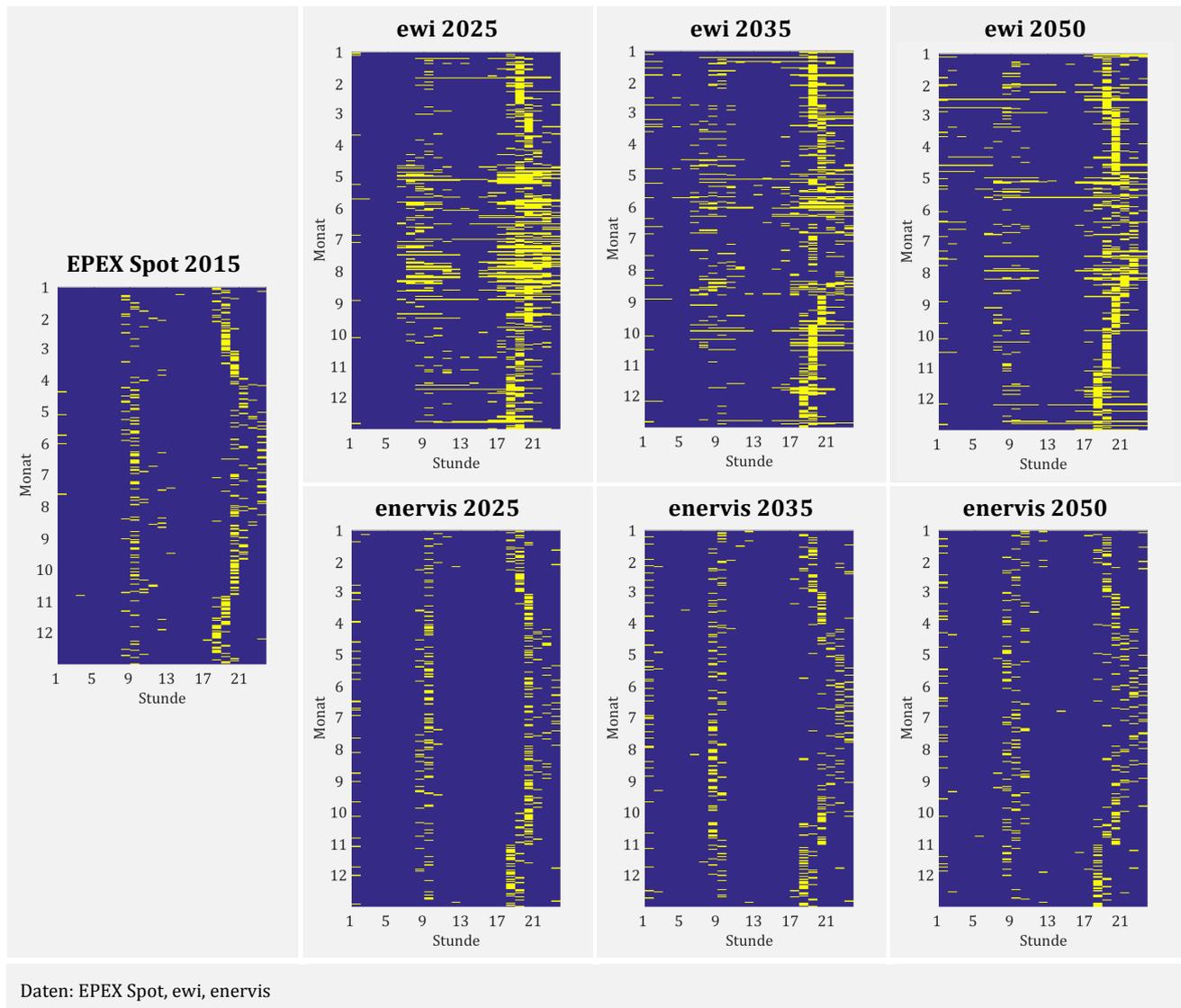
Abb. 47: Day Ahead-Stunden- und -Viertelstundenpreise für den 17.6.2035 im *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q 1 2016* und in der *ewi Strompreisprojektion April 2016*



Neben der „Sägezahncharakteristik“ der Viertelstundenpreise fällt bei der *ewi Strompreisprojektion* auf, dass die Stundenpreise sehr häufig auf einem identen Preisniveau liegen, da die jeweils preissetzenden Kraftwerk in diesen Stunden die identen variablen Kosten haben. Auf Grund dieser modellbedingten Einschränkungen zeigt sich auch bei einer Fortschreibung der Analyse der täglich teuersten Stunden im deutsch-österreichischen Marktgebiet aus Abschnitt 4.1.1 (vgl. Abb. 37), dass in der *ewi Strompreisprojektion* mehrere Stunden an einem Tag den teuersten Preis haben können. In Abb. 48 ist dies anhand der dargestellten täglich teuersten Day Ahead-Stundenpreise für die Jahre 2025, 2035 und 2050 im Vergleich zum EPEX Day Ahead Spotpreis 2015 gut zu erkennen. Dabei zeigen beide Strompreisszenarios ein grundsätzlich sehr ähnliches Muster wie das Jahr 2015 mit einer ausgeprägten Morgen- und Abendspitze, die *ewi Strompreisprojektion* liefert jedoch sehr häufig mehrere

Stunden an einem Tag mit dem jeweils teuersten Spotpreis. Unabhängig davon kann aus den beiden Strompreisszenarios jedoch nicht unmittelbar eine mittel- und langfristige Änderung der zeitlichen Sunkcharakteristik von Speicherkraftwerken abgeleitet werden, da die attraktivsten (teuersten) Zeitfenster tendenziell weiterhin in den späten Morgen- und Abendstunden liegen werden.

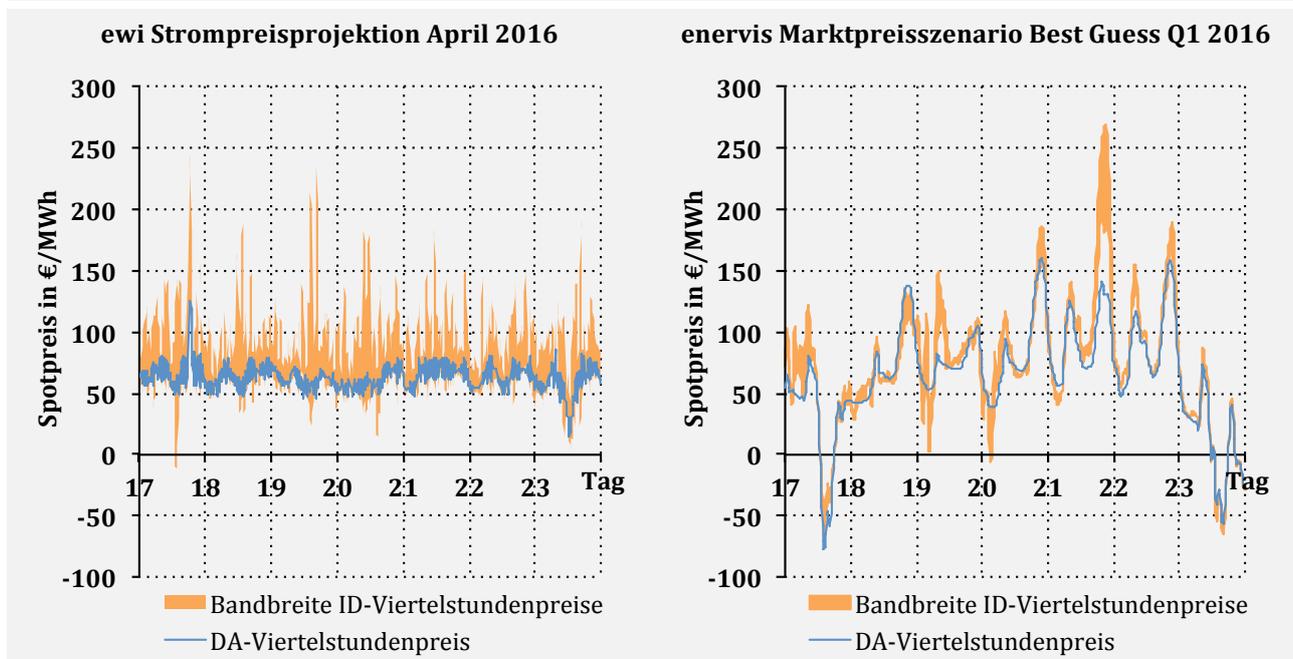
Abb. 48: Täglich teuerste Stunde im EPEX-Day Ahead-Spotmarkt 2015 sowie im *enervis* Marktpreisszenario *Best Guess Q1 2016* und *ewi* Strompreisprojektion April 2016 für 2025, 2035 und 2050



Neben den stündlichen und viertelstündlichen Day Ahead-Spotpreise stellen die Strompreisszenarios von ewi und enervis auch Zeitreihen der viertelstündlichen Intraday-Preise im deutsch-österreichischen Marktgebiet für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 zur Verfügung. Die Intraday-Preise fließen neben den Erlösen aus dem Regelreservemarkt in die Bewertung der flexiblen Leistung von Speicherkraftwerken 5 ein. Für Speicherkraftwerke stellt der Intraday-Markt eine wesentliche Erlösquelle dar, da diese die am Vortag geplante Erzeugung sehr kurzfristig den sich ändernden Preisstrukturen im Markt anpassen können. Da im Gegensatz zu den vortägigen Auktionen im Spotmarkt im Intraday-Markt derzeit kontinuierlich gehandelt wird, können Speicherkraftwerke ihre Position für eine Viertelstunde in Abhängigkeit von den Preisentwicklungen auch mehrmals ändern, da der Speicher immer eine physische Erfüllung der Handelsgeschäfte ermöglicht. Für die sich daraus ergebende Heraus-

forderung an die Strompreismodellierung (es können in jeder Viertelstunde im Extremfall mehrere Hundert Einzelgeschäfte mit jeweils abweichenden Preisen entstehen) und letztendlich auch in der Bewertung von Speicherkraftwerken, haben ewi und enervis unterschiedliche Ansätze entwickelt. Enervis stellt die Zeitreihen „high“ und „low“ als Intraday-Preise zur Verfügung, die als 75% und 25% Quantil der Preise aller Intraday-Handelsgeschäfte interpretiert werden können. Demgegenüber liefert ewi 10 Zeitreihen als „repräsentative“ Bandbreite der Intraday-Preise für jede Viertelstunde. Abb. 49 zeigt exemplarisch die Bandbreite der Intraday-Viertelstundenpreise im *enervis Marktpreisszenario Best Guess Q 1 2016* sowie in der *ewi Strompreisprojektion April 2016* für die Kalenderwoche 25 im Jahr 2035. Die Intraday-Preise folgen grundsätzlich dem Verlauf der viertelstündlichen Day Ahead-Spotpreisen; die Bandbreite der Intraday-Preise bildet jedoch zusätzlich die Prognosefehler der Last sowie insbesondere der Stromerzeugung aus Windkraft und Solarenergie ab. Zu beachten ist dabei, dass die Bandbreite der Intraday-Preise im *enervis-Marktpreisszenario* modellbedingt schmaler als in der *ewi-Strompreisprojektion* ist (25-75%-Quantil vs. 10 Einzelpreise).

Abb. 49: Kalenderwoche 25 im Jahr 2035 (*enervis Marktpreisszenario Best Guess Q 1 2016* und *ewi Strompreisprojektion April 2016*)



Daten: ewi, enervis

Im Ergebnis zeigt damit auch die Struktur der Intraday-Preise die unterschiedliche Methodik von ewi und enervis. Insofern erscheint der im Projekt gewählte Ansatz zielführend zu sein, dass die energiewirtschaftliche Bewertung schwalldämpfender Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen auf Basis von zwei Strompreisszenarios unterschiedlicher Anbietern und nicht bspw. von zwei Szenarios eines Anbieters durchgeführt wird. Dadurch können u. a. Unsicherheiten in Bezug auf die weitere Entwicklung der viertelstündlichen Strompreischarakteristik oder extremer Preisspitzen besser abgebildet werden.

5 Literatur

- [1] European Commission: EU Klima- und Energiepaket. 17. Dezember 2008.
- [2] European Commission: Klima- und energiepolitische Ziele für eine wettbewerbsfähige, sichere und CO₂-arme EU-Wirtschaft bis 2030. 22. Januar 2014.
- [3] European Commission: A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (Energy Roadmap 2050). COM(2011) 885/2.
- [4] Beurskens, L.W.M.; Hekkenberg, M.: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. Studie im Auftrag der European Environment Agency, Energy Research Center of the Netherlands, 2011.
- [5] Fraunhofer IWES: The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum *Region*. Studie im Auftrag der Agora Energiewende, 2015.
- [6] Pöyry Energy GmbH: *Wasserkraftpotentialstudie Österreich*. Studie im Auftrag des VEÖ, Wien, 2008.
- [7] Streicher, W. et al.: *Energieautarkie für Österreich 2050*. Feasibility Study im Auftrag des Lebensministeriums, Wien, 2010.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend: Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.
- [9] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend: *Energiestrategie Österreich – Maßnahmenvorschläge*. Wien, 2010
- [10] ACER: Opinion of the agency for the cooperation of energy regulators No 09/2015 (verfügbar unter http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf), 2015.
- [11] Muggenheimer, G. et al.: Trennung des deutsch-österreichischen Strommarktes - Ein Überblick. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (verfügbar unter <http://www.energieinstitut-linz.at/index.php?menuid=60&downloadid=1162&reporeid=301>). Linz, 2015.
- [12] Klobasa, M. et al.: *Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2009.
- [13] Buttler, A. et al.: Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor. Schriftenreihe Energiesystem im Wandel - Teil I, Lehrstuhl für Energiesysteme an der TU München, 2015.
- [14] Saint-Drenan, Y. et al.: Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche, Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel 2009.
- [15] enervis energy advisors GmbH: Der „ideale Kraftwerkspark der Zukunft. Studie im Auftrag der Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG, Berlin, 2014.
- [16] Fraunhofer IWES: The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum *Region*. Studie im Auftrag der Agora Energiewende, 2015.
- [17] BET GmbH: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien, Aachen, 2013.
- [18] Von Roon, S. et al.: Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. Forschungsstelle für Energiewirtschaft mbH, Gutachten im Auftrag der Deutschen Energie Agentur GmbH (dena), München, 2014.

- [19] Bucksteeg, M. et al.: Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien (DESIRE Studie). Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der Universität Duisburg Essen, Endbericht Stand 24.10.2014.
- [20] Baumann, C. et al.: Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im europäischen Stromerzeugungssystem. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen, Vortrag im Rahmen der Internationalen Energiewirtschaftstagung 2015, Wien.
- [21] Fraunhofer ISE: EnergyCharts. Verfügbar unter https://www.energy-charts.de/index_de.htm (abgerufen am 8.2.2016).
- [22] r2b energy consulting: Endbericht Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Köln 2014.
- [23] European Commission: Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network, COM(2010) 677.
- [24] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*. Berlin, 2014.
- [25] EPEX Spot: Pressemitteilung zum Handelsjahr 2015. Verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_erreicht_2015_hchstes_je_an_einer_Stromb_rse_gehandeltes_Volumen (abgerufen am 18.2.2016).
- [26] Neubarth, J.: Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen. Studie im Auftrag der IG Windkraft - Überarbeitung und Aktualisierung 2015.
- [27] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2015.
- [28] Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende. Berlin, 2014.
- [29] Schlesinger M. et. al: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie von Prognose, EWI und GWS im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel, 2014.
- [30] Nitsch, J.: Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., Stuttgart, 2014.
- [31] Schröder, A. et al.: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Studie des DIW Berlin für Stiftung Mercator, Berlin, 2013.
- [32] VDMA: Fähigkeiten von Stromerzeugungsanlagen im Energiemix - Ein Expertenausblick des VDMA Power Systems. Frankfurt, 2013.
- [33] Fraunhofer Umsicht: Metastudie Energiespeicher. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Oberhausen, 2014.
- [34] Fraunhofer IWES: Roadmap Speicher. Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Kassel 2014.
- [35] Frontier und swissQuant: Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE), Bern 2013.
- [36] Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (Hrsg.): Commercialisation of Energy Storage in Europe, Brüssel 2015.
- [37] Lazard (Hrsg.): Lazard's Levelized Costs of Energy Storage Analysis - Version 1. New York, 2015
- [38] Buer, T.: Optimising the Upgrading Process of Biogas. Vortrag im Rahmen des Global Biomethane Congress 2012, Brüssel.
- [39] World Energy Council (Hrsg.): World Energy Resources - E-storage: Shifting from cost to value, Wind and solar applications. London, 2016.
- [40] Bundesverband Energiespeicher: Speichertechnologie Steckbrief Li-Ionen Stromspeicher, Stand Jänner 2016.

- [41] Neubarth, J.: *Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem*. Schwerpunktthema in Energie für Deutschland 2011, Weltenergierat - Deutschland e. V., Berlin, 2011.
- [42] r2b energy consulting: *Strommarktdesign der Zukunft*. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts, Köln, 2015.
- [43] Hinterberger, R.; Polak, S.: *Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich - Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids*. Conference Proceeding 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2011.
- [44] De Bruyn, K. et.al.: *LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur - Potenzialanalyse für Smart Grids*. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2015.
- [45] ewi EnergyResearch & Scenarios: *Strompreisprojektionen für das Marktgebiet DE-AT bis 2050*. Analyse im Auftrag der alpS GmbH für das Projekt SuREmMa, Köln, April 2016.
- [46] enervis energy advisor: *Marktstudie zur Strompreisentwicklung 2016 - 2050*. Analyse auf Basis *enervis Marktpreis-szenario Best Guess Q1 2016* im Auftrag der alpS GmbH für das Projekt SuREmMa, Berlin April 2016.
- [47] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2015*. Paris, 2015.
- [48] European Commission: *EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050* (verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy>).