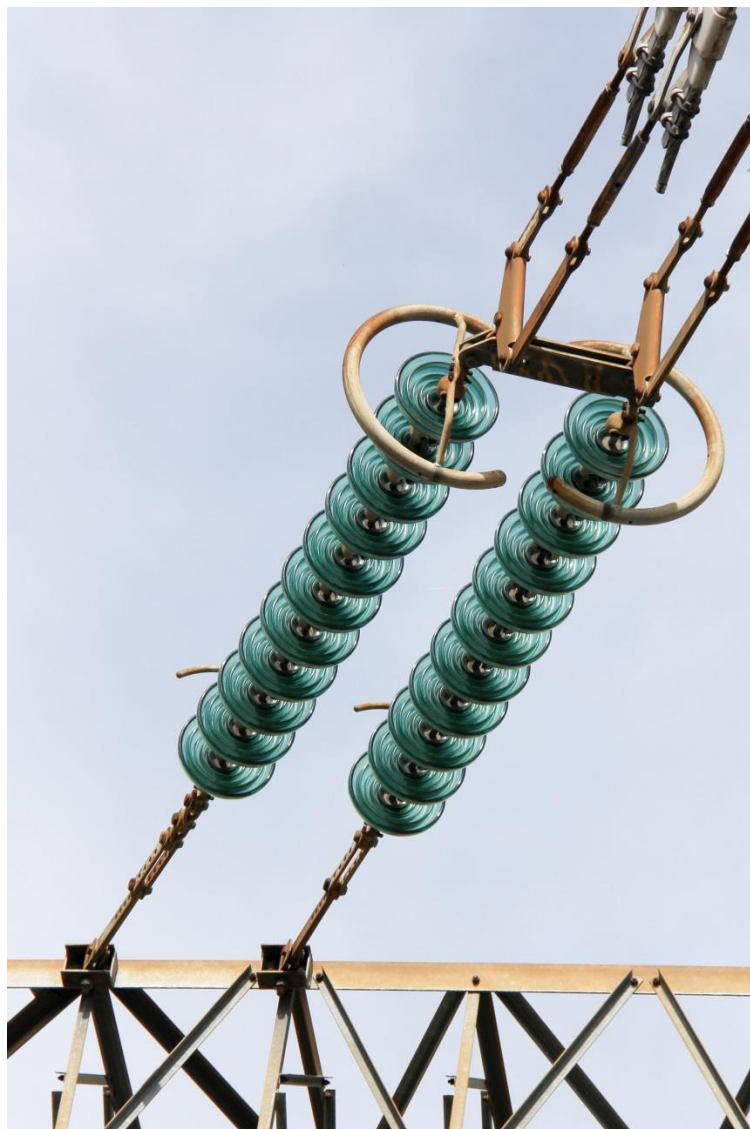




E-CONTROL

Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	4
Executive Summary	6
1 Gesetzliche Grundlage	12
1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail	12
2 Methodik	14
3 Bedarf als Last/Leistung sowie als Arbeit	17
3.1 Bestandsaufnahme	17
3.1.1 Lastverläufe	20
3.1.2 Stromverbrauch	27
3.1.3 Pumparbeit	28
3.2 Prognosen	31
3.2.1 Verbrauchsprognose der gesamten Versorgung	31
3.2.2 Unterschiedliche Modelle im Vergleich	32
3.2.3 Leistungsprognose der gesamten Versorgung	33
4 Bedarfsdeckung	35
4.1 Bestandsaufnahme	35
4.1.1 Kraftwerke	35
4.1.2 Produktion	37
4.1.3 Import	49
4.1.4 Flexibilität und Demand Response	50
4.1.5 Case Study Jänner 2017	51
4.1.6 Abschätzung des österreichischen Bedarfsdeckungspotenzials	54
4.2 Prognosen (Leistung)	64
4.2.1 Kraftwerksausbauprojekte	65
4.2.2 Angebot: Reflektion der Meldungen	66
4.2.3 Prognoseszenarien	68
4.2.4 Prognose Kraftwerkspark Regelzone	69

4.2.5	Prognose Kraftwerkspark der gesamten Versorgung	71
4.2.6	Gesicherte Leistung und Deckungsrechnung	75
4.2.7	Verteilung der gesicherten Leistung nach Technologie	78
4.3	Prognosen (Arbeit)	79
4.3.1	Prognose der tatsächlichen Erzeugung	79
5	Bewertung	87
5.1	Interpretation der Ergebnisse der Abschnitte 3) und 4)	87
5.2	Risikofälle	89
5.2.1	Risikofall „Ausfall Gasversorgung“	89
5.2.2	Risikofall „Langfristiger Importausfall“	90
6	Netze	91
6.1	Ausbau und Instandhaltung der Netze	91
6.1.1	Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze	92
6.2	Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen	94
6.2.1	Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau	94
6.2.2	Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen und kritischen Netzzuständen	94
6.2.3	Netzwiederaufbau	95
6.2.4	Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen	95
7	Neue Entwicklungen	97
7.1	Elektromobilität	97
7.2	Verteilnetze	98
8	Weitere Grundlagen	100
8.1	ENTSO-E Summer Outlook Winter Review 2017	100
8.2	ENTSO-E MAF	101
8.2.1	Nachbarländer	102
9	Impressum	103

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jahresdurchschnittstemperatur	17
Abbildung 2: Energetischer Endverbrauch (EEV) je Bruttoinlandsprodukt (BIP) real.....	18
Abbildung 3: Entwicklung der Großhandelspreise	19
Abbildung 4: Langjährige Betrachtung der Donaukraftwerke	20
Abbildung 5: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste der öffentlichen Versorgung	21
Abbildung 6: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (öffentliche Versorgung)	22
Abbildung 7: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste in der Regelzone	23
Abbildung 8: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (Regelzone APG)	24
Abbildung 9: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung, öffentliche Versorgung.....	25
Abbildung 10: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung in der Regelzone.....	25
Abbildung 11: Entwicklung des EEV & Bruttoinlandsverbrauch.....	27
Abbildung 12: Pumpleistung, öffentliche Versorgung	29
Abbildung 13: Pumparbeit der öffentlichen Versorgung je Stunde	29
Abbildung 14: Pumpleistung in der Regelzone	30
Abbildung 15: Pumparbeit in der Regelzone pro Stunde	30
Abbildung 16: Prognose des EEV	33
Abbildung 17: Prognose Maximale Last.....	34
Abbildung 18: Brutto EPL nach Technologie in MW gesamte Versorgung	36
Abbildung 19: Brutto EPL nach Technologie in MW Regelzone	37
Abbildung 20: Ermittelte Einspeiseprofile anhand von stündlichen Mittelwerten	38
Abbildung 21: Mittlere stündlich-saisonale Windeinspeisung	39
Abbildung 22: Stündliche Load Ramps der Windeinspeisung.....	40
Abbildung 23: Österreichische Bruttostromerzeugung nach Energieträgern (gesamte Versorgung).....	41
Abbildung 24: Aufbringung und Preisentwicklung in Österreich	43
Abbildung 25: Saisonalität der österreichischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung) ..	44
Abbildung 26: Tatsächliche energetische Bedarfsdeckung nach Technologien (öffentliche Versorgung).....	46
Abbildung 27: Einspeisungsunterschiede zwischen öffentlicher Versorgung und Regelzone	49
Abbildung 28: Entwicklung von physischen Importen und Exporten (öffentliche Versorgung)	50
Abbildung 29: Jännervergleich der stündlichen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)....	52
Abbildung 30: Jännervergleich der energetischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)	54

Abbildung 31: Energetische Bedarfsdeckung durch natürliche Erzeugungsmöglichkeiten (öffentliche Versorgung)	56
Abbildung 32: Hypothetische Deckungslücke ohne Speicherleerung (öffentliche Versorgung)	58
Abbildung 33: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher	59
Abbildung 34: Potenzielle inländische Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)	60
Abbildung 35: Langjährige Entwicklung der Laferzeugung (> 25 MW) im Dezember und Jänner (öffentliche Versorgung)	61
Abbildung 36: Clean Dark & Spark Spreads 2016	66
Abbildung 37: Clean Dark & Spark Spreads 2017	67
Abbildung 38: Deckungsrechnung ohne thermische Kraftwerke	68
Abbildung 39: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (Regelzone)	70
Abbildung 40: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (Regelzone)	70
Abbildung 41: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (Regelzone)	71
Abbildung 42: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (öffentliche Versorgung)	73
Abbildung 43: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (öffentliche Versorgung)	73
Abbildung 44: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (öffentliche Versorgung)	74
Abbildung 45: Schematische Darstellung der Zubauten gemessen am aktuellen Kraftwerkspark	75
Abbildung 46: Deckungsrechnung für die gesamte Versorgung, Szenario 1-3	76
Abbildung 47: Deckungsrechnung für Regelzone, Szenario 1-3	77
Abbildung 48: Deckungsrechnung ohne thermische KW für Regelzone, Szenario 1-3	77
Abbildung 49: Gesicherte Leistung nach Technologie 2030, öffentliche Versorgung	78
Abbildung 50: Energetische Prognose für das Jahr 2030 (nach Technologien und Szenarien)	81
Abbildung 51: Deckungsrechnung ohne thermische KW > 40 Jahre, gesamte Versorgung, Szenario 1-3	84
Abbildung 52: Deckungsrechnung ohne thermische KW > 40 Jahre, Regelzone, Szenario 1-3	84
Abbildung 53: Österreichisches Hochspannungsnetz, Quelle: APG	86
Abbildung 54: Risikomatrix	88
Abbildung 55: Bedarfsdeckung ohne Erzeugung aus Wärmekraftwerken (> 25 MW)	90

Executive Summary

Versorgung mit elektrischer Energie gehört zu den Grundbedürfnissen von Konsumentinnen und Konsumenten ebenso wie von Wirtschaftsbetrieben. Die nationale Stromversorgung ist eingebettet in die Stromversorgung der Nachbarländer sowie in die gesamteuropäische Stromversorgung. Es findet in jeder Versorgungsperiode ein intensiver Austausch der erzeugten Strommengen über grenzüberschreitende Importe und Exporte statt. Dadurch können die Versorgungsstrukturen technisch und wirtschaftlich optimiert werden. Der vorliegende Monitoringbericht stellt dar, wie gesichert die Stromversorgung in Österreich ist.

Im vorliegenden Monitoringbericht, auf Basis des § 15 EnergielenkungsG 2012, wird die Versorgungssicherheit anhand definierter Fallbeispiele bewertet, die besondere Lastfälle und Stromverbrauchsperioden darstellen. Insoweit wird von der bisherigen Darstellung und Bewertung hinsichtlich der Deckung der Lastspitze abgegangen, da insbesondere angesichts der größeren Rolle von Flexibilitäts- und Speichertechnologien eine energetische Betrachtung als notwendig erachtet wird.

Dabei werden historische Beispiele ebenso herangezogen wie Prognosen (mit einem Zeithorizont bis zum Jahr 2030). Es wird auch bewertet, wie weit die Stromerzeugung in Österreich diese Lastfälle und Stromverbrauchsperioden ohne Importe abdecken kann.

Bei den **ausgewählten historischen Lastfällen** wird bewertet, ob die maximale Last auch mit zu diesem Zeitpunkt in Österreich zumindest verfügbaren Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann. Bei den **besonderen historischen Stromverbrauchsperioden** wird bewertet, ob über eine Periode von drei Wochen mit außergewöhnlich hohem Stromverbrauch auch mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Technologien (niedrige Laufwasserkrafterzeugung, reduzierte Wasserspeichermengen) die Strombedarfsmengen mit Erzeugungsanlagen in Österreich erzeugt werden können.

Als **Bilanzgrenzen** werden bei den historischen Bewertungen folgende drei Bereiche betrachtet (jeweils Verbrauch und Erzeugung): Regelzone APG¹, öffentliche Versorgung Österreich² sowie gesamte Versorgung (inklusive Eigenversorgung)³. Als Datengrundlagen

¹ inklusive der Versorgungsgebiete in Deutschland und exklusive der in anderen Regelzonen gelegenen österreichischen Versorgungsgebiete, detaillierte Beschreibung in Kapitel 2 Methodik.

² umfasst die österreichischen Versorgungsgebiete in den Regelzonen APG, TIRAG (bis 2010) und VKW (einschließlich VIW) sowie jene österreichischen Versorgungsgebiete, die in ausländischen Regelzonen liegen. (Öffentliches Netz) bereinigt um die deutschen Versorgungsgebiete, detaillierte Beschreibung in Kapitel 2 Methodik.

³ bezieht das gesamte österreichische Staatsgebiet ein, ohne Rücksicht auf die Grenzen der Regelzonen (gesamte Versorgung Österreich). Die Eigenerzeuger sind hier inkludiert, auch mit jenem Teil ihrer Erzeugung(sanlagen), der zur Abdeckung des eigenen (industriellen) Bedarfs dient, detaillierte Beschreibung in Kapitel 2 Methodik.

werden die letztverfügbaren Daten des Clearings und der Energielenkung verwendet. Für Prognose-Lastfälle bis zum Jahr 2030 wird die Bewertung nur für die gesamte Versorgung Österreichs (inklusive Eigenversorgungen) durchgeführt, weil die Verflechtungen von Eigenversorgungsanlagen mit netzgekoppelter Versorgung zunehmen werden.

Ergänzt werden die Bewertungen zur Versorgungssicherheit mit Darstellungen zum Austausch elektrischer Energie mit den Nachbarländern und zur Situation der Stromnetze.

Fallbeispiel „Last Jänner 2017“: Eine besondere Versorgungssituation ereignete sich für die an öffentliche Netze in Österreich angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger am 24.01.2017 um 10:45. An diesem Tag gab es eine Last von 10,6 GW⁴ und folgende österreichische Kraftwerksleistung war im Einsatz: 1,5 GW Laufwasserkraft (> 25 MW), 5,2 GW Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken (> 25 MW), 4,4 GW aus Wärmekraftwerken (> 25 MW), 0,1 GW aus Windkraft und 1,2 GW aus sonstiger Erzeugung⁵. Folglich war die Erzeugung der öffentlichen Versorgung in Summe 12,3 GW und damit höher als die Last von 10,6 GW. Es war also selbst in dieser kritischen Situation im öffentlichen Netz kurzfristig ein **Nettoexport** an elektrischer Energie gegeben. Eine Ursache war ein mit 120 EUR/MWh (EXAA Spotmarkt) hohes Preisniveau, weshalb verfügbare Leistungen größtenteils auch in Betrieb genommen wurden. Die Betrachtung einer einzelnen Stunde entspricht der bisherigen Methodik der Analyse der Versorgungssicherheit.

Historisch betrachtet konnte also auch eine maximale Last in Österreich durch Erzeugungsanlagen in Österreich abgedeckt werden. Bei einer Risikobewertung und zukunftsorientierten Evaluierung ist zu prüfen, über welchen Zeitraum Erzeugungsleistungen verfügbar sind im Vergleich zu erforderlichen Lastabdeckungen. Von substantiellem Einfluss sind weiters etwaige signifikante Reduktionen verfügbarer Leistungen, die insbesondere Wärmekraftwerke betreffen und eine längerfristige Betrachtung benötigen.

Als **Fallbeispiel „Stromverbrauch Jänner 2017“** im Rahmen der öffentlichen Versorgung wurden Wochen im Jänner 2017 (Kalenderwoche 3 und 4, 16.01.2017 bis 29.01.2017) herangezogen, weil in diesen Wochen mit 3.157 GWh (inkl. Pumpstrom⁶) die höchste Netzverbrauchsmenge in den vergangenen 5 Jahren gegeben war⁷. Das entspricht rechnerisch einer Durchschnittslast im öffentlichen Netz von 9,4 GW, tatsächlich war ein

⁴ Entspricht dem Netzverbrauch der öffentlichen Versorgung inkl. Pumpspeicherung und Netzverlusten. Im Vergleich dazu wird für die Regelzone der APG eine Höchstlast am 24.01.2017 von 10Uhr45 bis 11 Uhr in Höhe von 10,749 GW ausgewiesen.

⁵ Erzeugung von Anlagen kleiner 25 MW, die unterjährig nicht einzelnen Technologien zugeordnet werden kann.

⁶ bzw. 2.900 GWh exkl. Pumpstrom.

⁷ Auch in der Regelzone APG wurde in denselben beiden Wochen ein 5-Jahresmaximum erzielt. Der Netzverbrauch (inkl. Pumpstrom) war mit 3.124 GWh jedoch geringer als in der öffentlichen Versorgung.

Lastbereich von 7,1 GW bis 11,1 GW gegeben⁸. Während dieser Wochen wurden mit Erzeugungsanlagen in Österreich insgesamt 2.678 GWh eingespeist (Nettoeinspeisung öffentliche Versorgung). Davon entfielen 424 GWh auf Laufwasserkraftwerke (> 25 MW), 561 GWh auf Speicherkraftwerke (> 25 MW), 1.197 GWh auf Wärmekraftwerke (> 25 MW), 187 GWh auf Windparks und 309 GWh auf sonstigen Anlagen (< 25 MW).

Die durchschnittliche 2-wöchige Netzeinspeisung in Österreich⁹ in den Wintermonaten November, Dezember, Jänner und Februar war in den letzten fünf Jahren mit 2.256 GWh niedriger als der durchschnittliche Verbrauch mit 2.787 GWh (inkl. Pumpstrom). Für die Deckung dieses Netzverbrauchs¹⁰ war in den Wintermonaten ein **Nettostromimport** gegeben. Den höchsten Anteil des Nettostromimports in Relation zum Verbrauch in einem zweiwöchigen Zeitraum gab es von 21.12.2015 bis 3.1.2016. Mit 46% des Gesamtverbrauchs wurde in diesem Zeitraum nahezu die Hälfte der öffentlichen Stromversorgung importiert. Ursache für diesen hohen Importanteil waren sehr niedrige Strompreise (meist unter 30 EUR/MWh, zeitweise auch negative Strompreise), weshalb keine ausreichenden ökonomischen Anreize für den Kraftwerksbetrieb vorlagen.

Die gesicherte verfügbare Stromerzeugungskapazität durch Anlagen in Österreich ist in Hochlastsituationen in den Wintermonaten substantiell niedriger als in den Sommermonaten. Der niedrigste Erzeugungswert von **Laufwasserkraftanlagen** (> 25 MW) in den vergangenen 5 Jahren lag bei nur 185 GWh/Woche, der hydrographisch relevante Median jedoch bei 403 GWh/Woche. Dies entspricht einem stündlichen Leistungswert von 1,1 GW bzw. 2,3 GW. Bei guter Wasserführung im Frühjahr und Sommer konnte in den letzten 5 Jahren eine wöchentliche Laufwassererzeugung von über 600 GWh erzielt werden, was einem stündlichen Leistungswert von 3,6 GW entspricht. Der beobachtete Maximalwert entspricht über 5 GW¹¹.

Österreich verfügt über ein großes energetisches Speicherpotenzial. Saisonal schwankend beträgt der Energieinhalt der **Speicherkraftanlagen** zwischen 500 GWh (vor Frühlingsbeginn) und 2900 GWh (im Spätsommer). Der Spitzenwert der Speichereinspeisung war am 23.01.2017 um 9:15 mit 5,5 GW gegeben. Die maximale wöchentliche Speichereinspeisung der letzten 5 Jahre betrug 416 GWh/Woche. Pumpspeichieranlagen können überschüssigen Strom bzw. Strom in Zeiten niedriger Preise für das Pumpen in höher gelegene Speicherbecken nützen und das gespeicherte Wasser bei Bedarf bzw. hohem Preisniveau für Stromerzeugung verwenden. Im Jahresdurchschnitt wird in der öffentlichen Versorgung

⁸ Im Vergleich dazu lag der Lastbereich in der Regelzone APG zwischen 6,8 GW und 10,7 GW.

⁹ Entspricht der Nettoeinspeisung im Bereich der öffentlichen Versorgung, die auf Basis von ökonomischen Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber in Bezug auf die jeweils gegebenen Strompreise realisiert wird.

¹⁰ Inkl. Netzverluste

¹¹ Siehe Abbildung 4 bzw. Abbildung 20

Österreichs 100 GWh/Woche¹² Wasser in Pumpspeicher gepumpt und steht damit (nach Abzug von angenommenen Wirkungsgrad-Verlusten in Höhe von 25 %) zusätzlich zum natürlichen Zufluss und zu den Speichermengen der Vorperioden für Stromerzeugung bei Bedarf bzw. bei hohen Strompreisen zur Verfügung. Selbst in verbrauchsstarken Perioden in den Wintermonaten wurde demnach mit zumindest 63 GWh/Woche (Minimalwert) Wasser in die Pumpspeichieranlagen gepumpt. In normalen Winterwochen ist ein energetischer Nettobeitrag in Höhe von etwa 50 GWh bis 100 GWh pro Woche zur Stromversorgung durch Pumpspeichieranlagen in Österreich gegeben, bei Maximalwerten von etwa 400 GWh. Der energetische Beitrag von Pumpspeichieranlagen in verbrauchsstarken Winterwochen mit einem Verbrauch von bis zu 1.500 GWh/Woche ist damit deutlich geringer als der Beitrag zur Spitzenlastabdeckung, die im Realbetrieb mit bis zu 50% durch Pumpspeichieranlagen abgedeckt werden kann.

Im Jahr 2016 haben Energieversorgungsunternehmen in Österreich **kalorische Kraftwerksanlagen** mit einer elektrischen Bruttoerzeugungsleistung von insgesamt 5,4 GW betrieben (nur die 33 Kraftwerkseinheiten mit zumindest 13 MW), davon 1,8 GW (7 Kraftwerkseinheiten) in Wien, 1,1 GW (3 Kraftwerkseinheiten) in der Steiermark, 1,0 GW (11 Kraftwerkseinheiten) in Oberösterreich, 1,3 GW (9 Kraftwerkseinheiten) in Niederösterreich und 0,1 GW (3 Kraftwerkseinheiten) in Salzburg.

Von den insgesamt 5,4 GW werden 4,5 GW mit Erdgas, 0,8 GW mit Kohle, 0,04 GW mit Erdölderivaten und 0,1 GW mit Biomasse betrieben.

Diese kalorischen Kraftwerkseinheiten waren im Jahr 2016 durchschnittlich mit 2.200 Volllaststunden in Betrieb. Berücksichtigt man nur die kalorischen Kraftwerke mit den Energieträgern Erdgas, Kohle und Erdölderivaten, so waren es durchschnittlich 1.660 Volllaststunden.

Mit den 5,4 GW öffentlicher kalorischer Kraftwerksleistung kann ein signifikanter Anteil des Strombedarfs in Österreich erzeugt werden.

Prognosen

Ohne Berücksichtigung von Sondereffekten wie der E-Mobilität wird die Spitzenlast (Gesamtversorgung Österreichs) nach einem Prognosemodell aufbauend auf Zeitreihen bis 2016 auf etwa 11,6 GW im Jahr 2030 steigen. Bei einem Ausbauszenario der Elektromobilität auf etwa 600.000 PKWs steigt die Last zusätzlich um etwa 1 GW, die Stromverbrauchsmenge für Elektromobilität um etwa 760 GWh pro Jahr. Auswirkungen sind vor allem auf den

¹² Minimalwert in den ersten 10 Winterwochen von 2012 bis 2017: 63 GWh/Woche in der öffentlichen Versorgung, davon 18 GWh/Woche in der Regelzone APG; Maximalwerte 145 bzw. 86 GWh/Woche.

Verteilnetzebenen gegeben, die für solche Anschlussleistungen im Niederspannungsbereich noch nicht ausgelegt sind. Diese Last wird in erster Linie von dargebotsabhängigen Technologien (Must-Run Kraftwerken) sowie von Speicher- und Wärmekraftwerken bereitgestellt. Die Prognosen zur energetischen Betrachtung beruhen auf dem bisherigen Technologieeinsatz und den Ausbauplänen der Erzeuger. Bei Markt- und Wetterverhältnissen wie in den letzten 5 Jahren wird Österreich im Winter marktgetrieben Energie importieren und im Sommer exportieren, obwohl das Potenzial zur inländischen Deckung auch im Winter zumindest über mehrere Wochen gegeben wäre.

Zusammenfassende Bewertung

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines **Versorgungsstandards** notwendig, der derzeit jedoch nicht gesetzlich definiert ist. In diesem Bericht wird daher vom Ziel der **leistungsmäßigen Volledeckung** mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer **energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen** hinweg ausgegangen.

Die historische Stromversorgungssituation in Österreich hat diese Zielgrößen bisher real immer eingehalten. Allerdings zeigen die durchgeführten Analysen, dass in den Jahren 2016 und vermehrt 2017 Speicherproduktion über das kalorische Aufbringungspotenzial hinaus notwendig war, um eine energetische Eigenversorgung darstellen zu können. Die österreichischen Jahresspeicher erhalten damit auch eine für die Versorgungssicherheit relevante Funktion. Eine dreiwöchige Fortschreibung „winterlicher“ Bedingungen wie 2017, hätte zu einer Verletzung des oben definierten Versorgungsstandards geführt. Die analysierten Szenarien lassen den Schluss zu, dass die Rolle der Speicherkraftwerke weiter steigen wird, da langfristig der Beitrag kalorischer Kraftwerke betriebswirtschaftlich deshalb zu hinterfragen ist, weil selbst bei kurzfristig positiven Spark Spreads Investitionen in Reparaturen, Repowering oder sogar Neuinvestitionen derzeit nicht darstellbar erscheinen. Die analysierten Szenarien zeigen, dass bereits die Außerbetriebnahme von alten Kraftwerken im Ausmaß von knapp 1000 MW eine Importabhängigkeit von mehr als 10% ergeben kann.

2500 MW (für einen Durchschnittswinter der letzten 5 Jahre) bis 3100 MW (für einen Winter wie 2017) an öffentlichen kalorischen Kraftwerken sind in etwa als Untergrenze notwendig, um den oben definierten Standard auch 2030 zu gewährleisten. Eine energetische Vollversorgung erfordert für einen Durchschnittswinter knapp 3500 MW an öffentlicher kalorischer Stromerzeugung.

Es wird vorgeschlagen, den in diesem Bericht angenommenen Versorgungsstandard auf einer breiten Basis zu diskutieren und die Bewertung in weiterer Folge methodisch näher festzulegen. Sollte sich in kommenden Berichten zeigen, dass die reale Kraftwerkssituation

eher dem durchaus nicht unrealistischen Szenario ohne ältere kalorische thermische Kraftwerke (> 40 Jahre) ähnelt, so wäre langfristig der hier angenommene Standard nicht erfüllt. Maßnahmen, die dazu beitragen, dies nicht Realität werden zu lassen, wären frühzeitig zu treffen. Angesichts der langen Vorlaufzeiten von allfälligen Neuerrichtungen, ist insbesondere schon bei geplanten Schließungen von Kraftwerken eine volkswirtschaftliche Bewertung von Handlungsoptionen notwendig.

1 Gesetzliche Grundlage

Die E-Control hat gemäß § 15 Absatz 2 Energielenkungsgesetz 2012 (BGBl. I Nr. 41/2013) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können, gemäß Absatz 2 § 15 Energielenkungsgesetz, für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die E-Control einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 28 Absatz 3 E-ControlG zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln.

1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 15 Energielenkungsgesetz, Absatz 2 betreffen insbesondere:

1. das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt;
2. die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot;
3. die in Planung und Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten;
4. die Qualität und den Umfang der Netzwartung;
5. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
6. die Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen.

Aus diesem gesetzlichen Auftrag und neuen energiewirtschaftlichen Fragestellungen heraus, wurde die Struktur des diesjährigen Berichts angepasst:

Nach der historischen Darstellung von Angebot und Nachfrage folgen die erwartete Nachfrage- und Angebotsentwicklung, inklusive der geplanten und in Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten. Das Kapitel 5 enthält eine Bewertung der bisherigen Ergebnisse. Kapitel 6 deckt die obigen Punkte 4 bis 6 ab.

Der Bericht beginnt daher mit der Betrachtung historischer Daten wie Temperaturverlauf, Energieintensität und Preise. Im weiteren Verlauf des Berichts wird die Analyse der Retrospektive auf österreichischem Staatsgebiet sowie österreichischer Regelzone aufgezeigt, da es zum einen durchaus größere Erzeuger auf österreichischem Gebiet gibt, die aber in ausländischen Regelzonen aktiv sind, zum anderen liegen auch deutsche

Versorgungsgebiete in Österreichs Regelzone. Somit ist die österreichische Erzeugung die Regelzonenerzeugung zuzüglich der Produktion der VIW und abzüglich der Erzeugung auf deutschem Bundesgebiet, jedoch innerhalb der Regelzone APG¹³. Der Verbrauch Österreichs ist der Regelzonenverbrauch abzüglich der Versorgungsgebiete in Deutschland. Der Analyse der Last unter verschiedensten Ausprägungen und des Pumpverbrauchs folgt eine Rückschau auf den Bruttoinlandsstromverbrauch und energetischen Endverbrauch. Aus diesen Daten werden anhand eines ökonometrischen Fehlerkorrekturmodells die Nachfrage sowie die zukünftige Maximallast prognostiziert.

Um die Deckung der Spitzenlast zu analysieren, wird zunächst die Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks in den letzten Jahren sowie die Produktion im selben Zeitraum dargestellt. Die Analyse der Produktion enthält eine Analyse des Monats Jänner 2017.

Darauffolgend sind die Prognosen des Zubaus unter verschiedenen Szenarien erläutert. Mit Hilfe eines Simulationsmodells wird die gesicherte Leistung des thermischen Kraftwerksparks sowie der Pumpspeicherkraftwerke ermittelt. Die Laufwasserkraftkapazität wird mit einem „historischen Minimum“¹⁴ unterlegt. Die Summe der Kapazitäten kann dann der prognostizierten Spitzenlast gegenübergestellt werden.

In weiterer Folge behandelt dieser Bericht sowohl die Entwicklung der Netze und internationaler Gegebenheiten als auch Zukunftsthemen wie Elektromobilität, Speicherlösungen, Prosumer oder Demand Response. Zum Ende des Berichts werden Bedrohungsszenarien evaluiert.

Es ist auch noch anzumerken, dass in diesem Bericht lediglich die gemeldeten Projekte der größeren Erzeuger berücksichtigt werden. Das sind jene Erzeuger, die verpflichtet sind, Ausbaupläne an die E-Control zu übermitteln. Nicht berücksichtigt werden private Initiativen. Diese werden gegebenenfalls erwähnt, fließen jedoch nicht in Modellberechnungen ein.

¹³ Bereinigt werden die Netzgebiete Röttenbach, Schlachters, Lindau und E-Netze Allgäu sowohl verbrauchs- als auch aufbringungsseitig

¹⁴ Die Ermittlung der gesicherten Leistung auf dem 95%-Niveau aller österreichischen Laufkraftwerke, die größer als 25 MW sind, liegt für die Jahre 2002 bis 2008 bei 39,5%. Zudem sei angemerkt, dass die Verwendung des 5%-Quantils hier als konservativ anzusehen ist, da für eine vollständige Betrachtung die Interaktion mit thermischen Kraftwerken zu beachten wäre: Für die 5% der Fälle, in denen weniger Laufwasserleistung zur Verfügung steht, liegt die Wahrscheinlichkeit bei 99%, dass mehr als die angegebene Leistung thermischer Anlagen abrufbar ist. Eine Addition der beiden Kennzahlen ohne Berücksichtigung der sog. Faltung der Zufallsgrößen kann daher nur als konservative Approximation angesehen werden.

2 Methodik

Die Methodik in diesem Bericht ist komplex und bedarf einer genaueren Betrachtung und Differenzierung bzw. Abgrenzung. Die Daten, die zum einen für historische Entwicklungen herangezogen wurden und zum anderen als Eingangsparameter für Modellrechnungen und Prognosen dienen, liegen in verschiedener zeitlicher Granularität und territorialer Gliederung vor. Derzeit werden nur Kraftwerke > 25 MW in hoher zeitlicher Granularität erhoben. Aus diesem Grund müssen kleinere Kraftwerke unterjährig modelliert bzw. geschätzt werden.

Die nächste Schwierigkeit besteht in der territorialen Abgrenzung der verwendeten Zeitreihen. Zum einen umfasst die österreichische Regelzone nicht das gesamte österreichische Staatsgebiet, zum anderen sind auch Teile des deutschen Staatsgebiets in der Regelzone. Das wirkt sich auf den Verbrauch aus, aber auch auf die Kraftwerkskapazitäten. Deshalb werden in diesem Bericht folgende regionale Abgrenzungen verwendet:

- Regelzone
- öffentliche Versorgung
- gesamte Versorgung

Die „Regelzone“ entspricht der Regelzone APG, also inklusive der APG-Versorgungsgebiete in Deutschland und exklusive der in anderen Regelzonen gelegenen österreichischen Versorgungsgebieten und Kapazitäten. Die Einspeisung der Eigenerzeuger ins öffentliche Netz ist hier inkludiert, nicht aber deren Eigenverbrauch. Grenzkraftwerke sind mit ca. 50% ihrer Engpassleistung bzw. Erzeugung (österreichischer Anteil) im Kraftwerkspark abgebildet. Die Kraftwerksgruppen Kühltal-Silz und Kaunertal sind mit ihrer gesamten Engpassleistung berücksichtigt.

Die „öffentliche Versorgung“ umfasst die österreichischen Versorgungsgebiete in der Regelzone APG (einschließlich VIW) sowie jene österreichischen Versorgungsgebiete, die in ausländischen Regelzonen liegen, bereinigt um die deutschen Versorgungsgebiete, die in der Regelzone APG liegen. Das heißt, dass alle Kraftwerke, die ans öffentliche Netz in Österreich angeschlossen sind, inkludiert sind. Auch inkludiert sind Kraftwerke, die außerhalb der österreichischen Regelzone, jedoch auf österreichischem Staatsgebiet liegen. Dasselbe trifft auf die Versorgungsgebiete in Österreich zu.

Die „gesamte Versorgung“ bezieht das gesamte österreichische Staatsgebiet ein, ohne Rücksicht auf die Grenzen der Regelzonen. Die Eigenerzeuger sind hier voll inkludiert, also auch mit jenem Teil ihrer Erzeugung(sanlagen), der zur Abdeckung des eigenen (industriellen) Bedarfs dient.

In dem diesjährigen Bericht sind, neben der bisher üblichen Prognose des Kraftwerksparks und der Ermittlung der gesicherten Leistung, Analysen der energetischen Situation dargestellt und durch Modellierungen energetische Prognosen erstellt worden. Die Analysen in diesem Bericht stützen sich, aufgrund der für das Modell zur Prognose des Bruttoinlandsstromverbrauchs benötigten Aufschlüsselung in Industrie und Haushalte, strukturell auf den energetischen Endverbrauch der Statistik Austria. Dabei entspricht der Bruttoinlandsstromverbrauch der gesamten Versorgung der Summe aus energetischem Endverbrauch, Stromverbrauch des nicht-elektrischen Energiesektors, Netzverlusten und Eigenbedarf. Es wurde ein Berichtshorizont bis 2030 definiert.

Die Prognosen der Leistung und der Arbeit beruhen auf einem konservativen Ansatz¹⁵, ohne Photovoltaik (fließt lediglich in die Prognose der Erzeugung in Kapitel 3.3.2 ein), geringer Wasserführung wie im Winter üblich, geringe Winderzeugung, maximale thermische Auskopplung von Wärmekraftwerken sowie Nichtverfügbarkeiten (geplant sowie ungeplant jedoch ohne Teilverfügbarkeiten von Kraftwerksblöcken) sowie den Verzicht auf die Pumpleistung. Der verfolgte Ansatz der Arbeitsprognose, der die tatsächliche Erzeugung der letzten 5 Jahre pro Monat und Technologie heranzieht, deckt alle Einflussfaktoren indirekt durch die Erzeugung ab: Wetterverhältnisse, Vertragsverhältnisse der Kraftwerke (Reserveleistungen), Marktverhältnisse etc. Als Einzelszenario wurden zusätzlich die Verhältnisse des Jahres 2017 auf den Kraftwerkspark 2030 umgelegt.

Die Prognose des Kraftwerksparks beruht auf gemeldeten Projekten der größeren Erzeuger. Dabei werden Projekte abgefragt, die sich derzeit in Bau befinden (Szenario 1), welche bei den Behörden eingereicht wurden (Szenario 2) und schließlich Projekte, die in der strategischen Langfristplanung ins Auge gefasst werden (Szenario 3). Projekte, die sich in Bau befinden, werden aller Voraussicht nach auch ans öffentliche Netz angeschlossen und betrieben werden, eingereichte Projekte haben eine hohe Wahrscheinlichkeit der Realisierung, da dafür bereits finanzielle Mittel in die Projektplanung inklusive allfälliger Gutachten geflossen sind. Geplante Projekte hingegen sollte man als ein optimistisches Szenario betrachten.

Berücksichtigt werden für die Prognosen lediglich gemeldete Projekte, der Ausbau von Wind findet im Modell ab 2022 nach dem Warteschlangenabbau durch die kleine Ökostromnovelle und der Erreichung der Ziele für 2020 konservativ betrachtet nicht statt, da bis dato kein neues Ökostromgesetz bzw. keine Fördermaßnahmen beschlossen sind. Deswegen ist realistischerweise davon auszugehen, dass der Anteil der Windanlagen im betrachteten Zeithorizont höher sein wird als in diesem Bericht angenommen.

¹⁵ Unsicherheiten wurden deshalb tendenziell vereinfachend immer aufgelöst, indem niedrige Kapazitäten angesetzt wurden.

Zum einen versucht der Bericht die Erwartungen aufgrund der derzeit herrschenden Marktverhältnisse widerzuspiegeln, zum anderen die Versorgung in Krisenfällen zu bewerten. Da es sich bei den Prognosen der Last um Fehlerkorrekturmodelle (Zeitreihenmodelle) handelt, sind die Prognosen jährlich zu aktualisieren, um die langfristigen Effekte mit dem Korrekturmechanismus um die kurzfristigen Effekte anzupassen. Erwartungsgemäß schlagen sich somit die Krisenjahre der Stagnation im Modell durch.

Der Bericht beschränkt sich jedoch nicht nur auf die Aufarbeitung historischer sowie modellierter Daten und Interpretationen, sondern spricht weitere wichtige Themen im Kontext der Versorgungssicherheit an. So werden ebenso Risikofälle beleuchtet und durchgespielt sowie die Transformation der E-Wirtschaft hin zu neuen Technologien wie Elektroautos und Speicher. Ebenso zeigt dieser Bericht Analysen des österreichischen Netzes und dessen Ausbau, Prognosen der ENTSO-E und verweist auf Studien und Energiekonzepte anderer Länder in Bezug auf die Versorgungssicherheit.

3 Bedarf als Last/Leistung sowie als Arbeit

3.1 Bestandsaufnahme

In diesem Kapitel werden einige der wesentlichen, generellen Einflussfaktoren auf Angebot und Nachfrage beschrieben. Die langjährige Entwicklung der Durchschnittstemperatur sowie davon abgeleiteter Indikatoren, etwa Heizgradtage und Kühlgradtage, beeinflussen neben dem Wirtschaftswachstum nach wie vor den Verbrauch elektrischer Energie maßgeblich. Einen weiteren wesentlichen Einflussfaktor stellt der technologische Wandel dar, wie verstärkter Wärmepumpeneinsatz, steigende Zulassungen bei Elektroautos bzw. Energieeffizienzmaßnahmen oder Eigenerzeugung aus Sonne und Wind, teilweise in Verbindung mit Heimspeichern. Wie in Abbildung 1 ersichtlich, kann man in den letzten 40 Jahren einen eindeutigen Aufwärtstrend der Durchschnittstemperatur erkennen, worin sich nach aktuellem Stand der Wissenschaft die durch Klimagasemissionen verursachte Erderwärmung widerspiegelt.

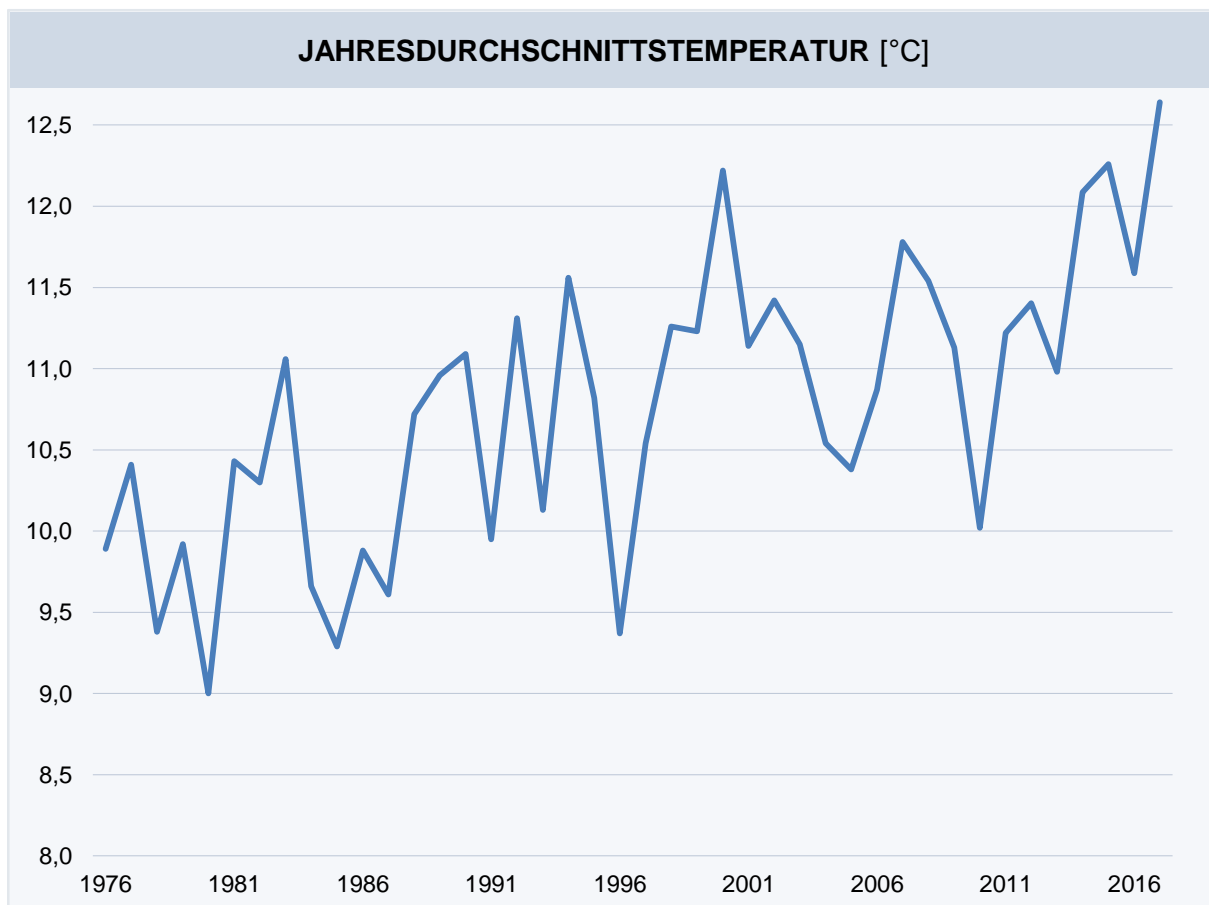


Abbildung 1: Jahresdurchschnittstemperatur¹⁶

¹⁶ Quelle: ZAMG, Darstellung E-Control

Die Energieintensität der österreichischen Wirtschaft ist ein Schlüsselindikator für den Bereich „umweltorientierte Nachhaltigkeit“, der die Entwicklung des energetischen Endverbrauchs in Relation zur Entwicklung der Gesamtwirtschaft beschreibt. Dieser Indikator nahm im Verlauf der letzten Jahre ab, wie in Abbildung 2 veranschaulicht wird. Somit hat eine Entkoppelung der Wirtschaft und des Energieverbrauchs insgesamt stattgefunden. Die letzten Jahre waren durch ein stagnierendes Wirtschaftswachstum und damit einhergehend auch durch einen stagnierenden Energieverbrauch gekennzeichnet. Vergleicht man den Verbrauch elektrischer Energie der Nicht-Haushalte mit den Haushalten, so lässt sich ein relativ stabiler Anteil von ca. 25% Haushalte und 75% Nicht-Haushalte seit den 2000er Jahren feststellen, oder anders ausgedrückt ein Verhältnis von 1:3.

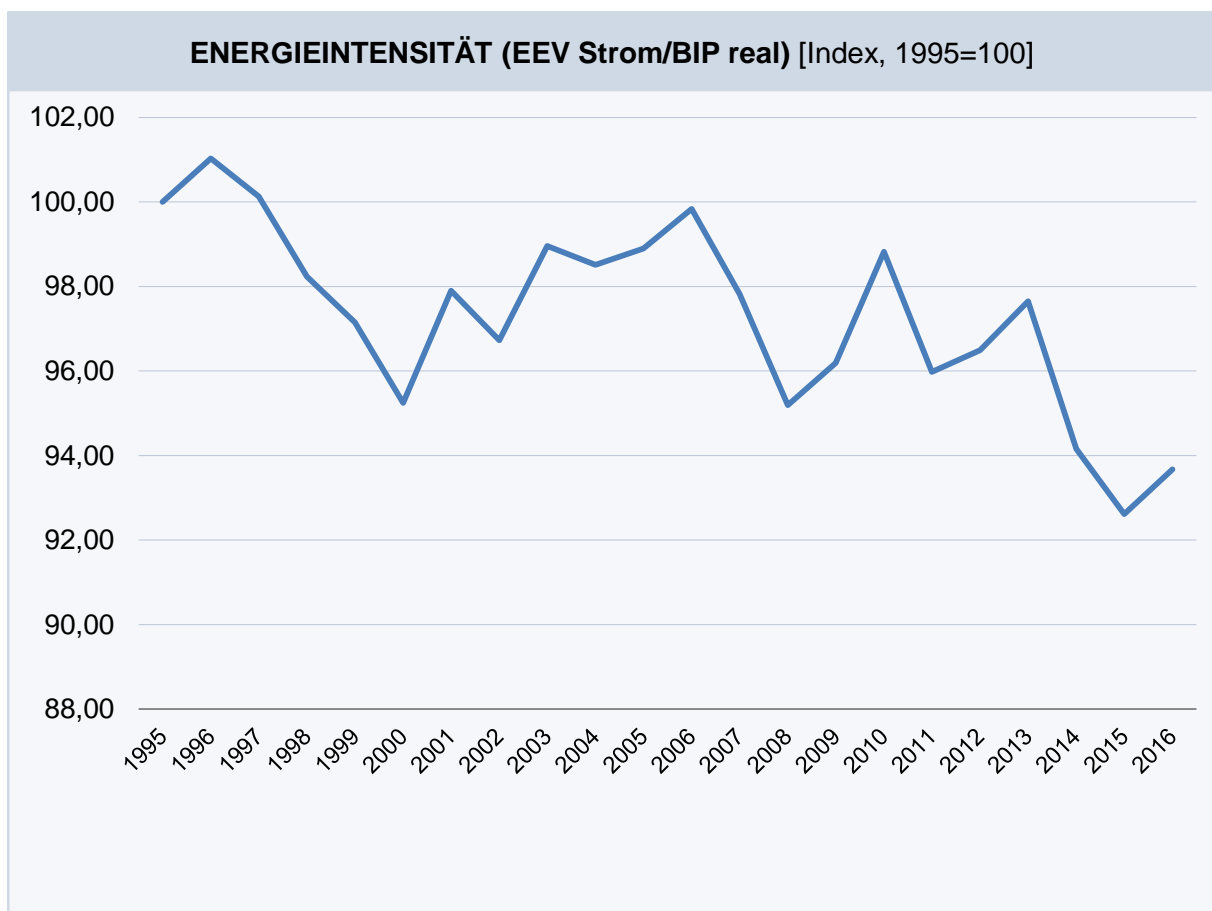


Abbildung 2: Energetischer Endverbrauch (EEV) je Bruttoinlandsprodukt (BIP) real¹⁷

Die Entwicklung der Großhandelspreise der letzten 2,5 Jahren zeigt sehr deutlich die Situation im Jänner 2017 (siehe Spezialanalyse in Kapitel 3.1.6), als die Preise sofort auf die temporäre europäische Verknappung der Produktionskapazitäten reagierten. Sowohl Day-Ahead Base als auch Day-Ahead Peak spiegelten die Ereignisse wider. Bei Jahres-Futures konnte man

¹⁷ Quelle: Statistik Austria, E-Control; Berechnungen E-Control

bereits im letzten Quartal 2016 eine Erholung der Preise beobachten. Die Preise haben sich seither auf erhöhtem Niveau stabilisiert und liegen nunmehr auf dem Niveau von 2015. In Zahlen bedeutet dies einen Peak Preis um 40 €/MWh und einen Base Preis von rund 30 €/MWh.

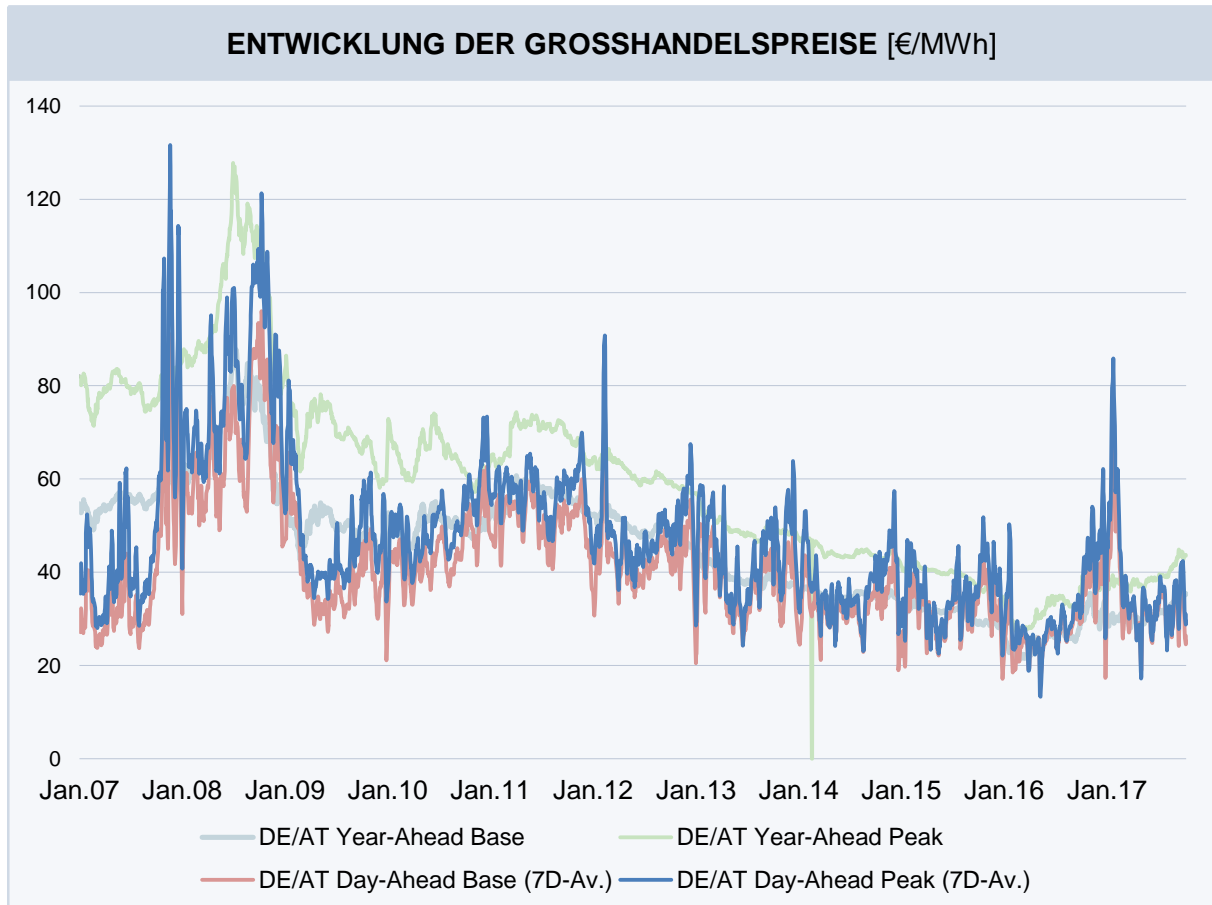


Abbildung 3: Entwicklung der Großhandelspreise

In der langjährigen Betrachtung des Wasserdargebots ist hinsichtlich der verfügbaren Leistung der Donaukraftwerke festzuhalten, dass die Minima der Einspeiseleistung gemessen an der Engpassleistung knapp unter 40% liegen, die Maxima bei knapp 100%. Die Grafik zeigt auch, dass Hochwassersituationen die Einspeisung der Laufkraft auf bis zu 20% der Engpassleistung für gewisse Stunden drücken können, dies stellt aber eine Ausnahmesituation dar, wie die langjährige Betrachtung bestätigt, und kann daher in der statistischen Betrachtung ignoriert werden.

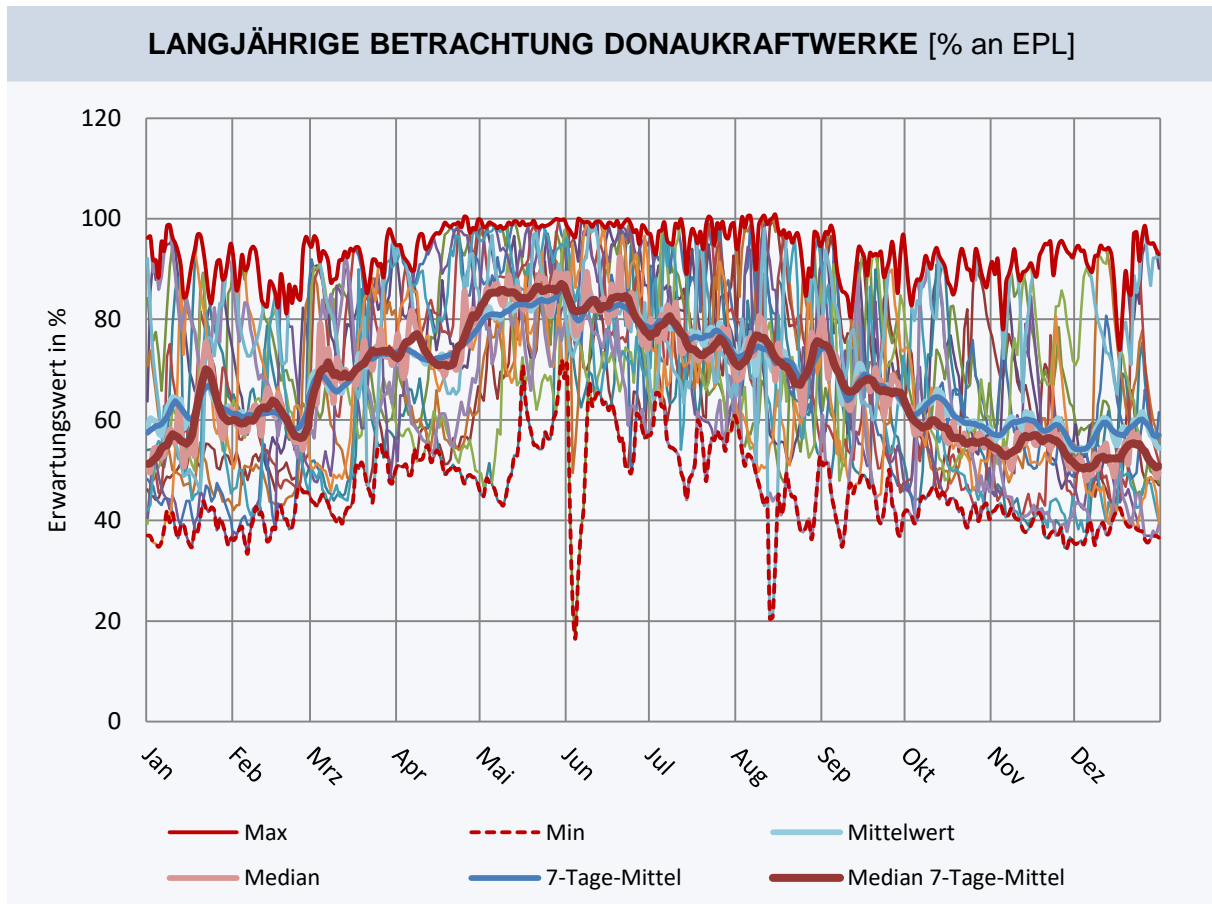


Abbildung 4: Langjährige Betrachtung der Donaukraftwerke

3.1.1 Lastverläufe

3.1.1.1 Lastverlauf inkl. Netzverlusten und Pumpleistung (öffentliche Versorgung)

Umfasst sind die österreichischen Versorgungsgebiete in der Regelzone einschließlich VIW sowie jene österreichischen Versorgungsgebiete, die in ausländischen Regelzonen jedoch auf österreichischem Territorium liegen. (Öffentliches Netz)

In Abbildung 5 werden der stündliche Lastverlauf inklusive des Verbrauchs der Pumpspeicherkraftwerke und die Netzverluste der öffentlichen Versorgung für das Jahr 2016 dargestellt. Das bedeutet, dass Versorgungsgebiete der österreichischen Regelzone, die in Deutschland liegen, abgezogen sind.

Saisonal betrachtet liegen die Lastspitzen im Winter. Im Vorjahr erreichten sie ein Maximum von 10324 MW. Das Minimum lag im Sommer nachts bei 4528 MW, das arithmetische Mittel

und der Median¹⁸ waren eng beieinander bei 7548 MW bzw. 7633 MW. Die Spannweite zwischen Minimum und Maximum beträgt 5796 MW, die Verteilung der Werte ist relativ symmetrisch, wie die geringe Diskrepanz zwischen Mittelwert und Median nahelegt.

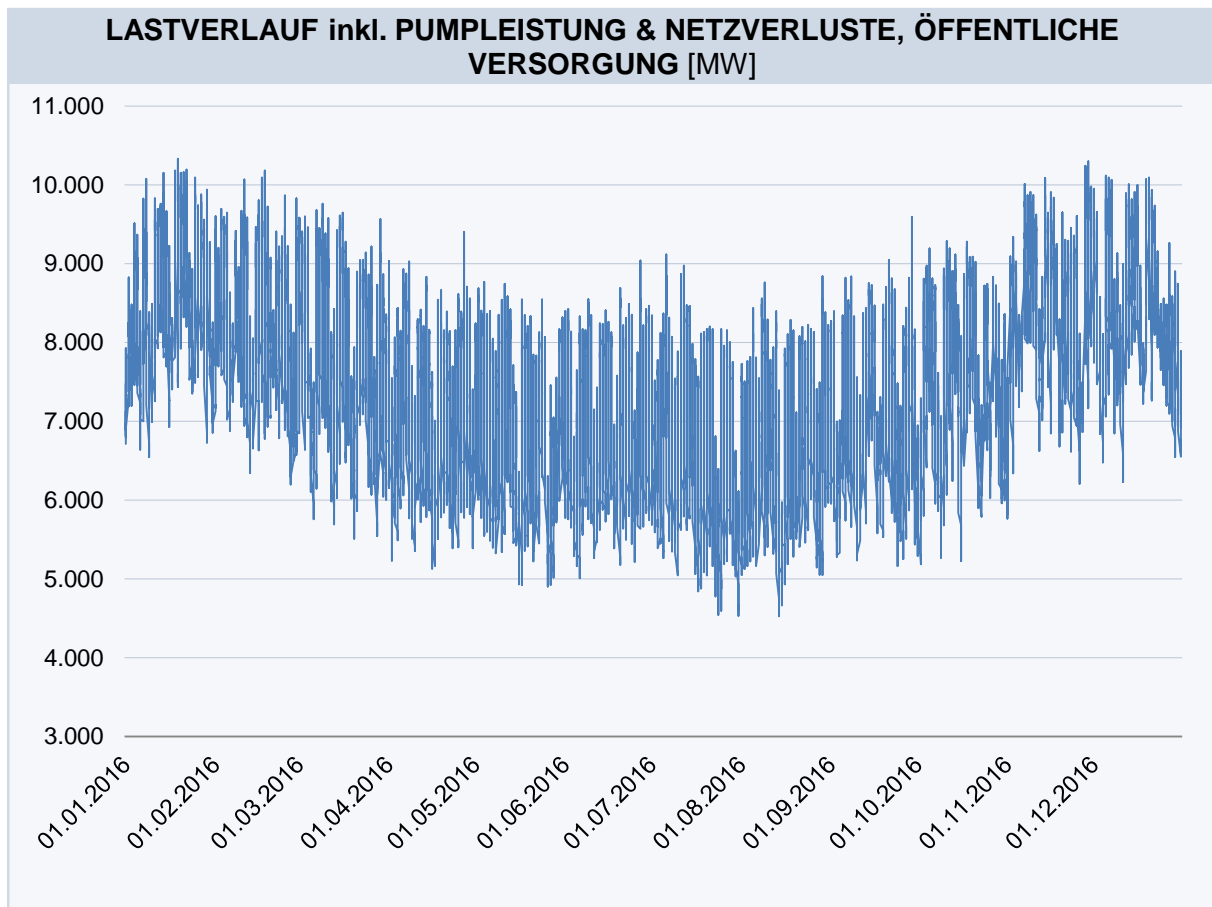


Abbildung 5: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste der öffentlichen Versorgung

Wirft man einen genaueren Blick auf die Verteilung der Last nach Stunden im Schaltjahr 2016 (siehe Abbildung 6), belief sich die Anzahl der Stunden, in denen die Last größer als 10 GW war, auf lediglich 44 oder 0,5% aller Stunden. Am unteren Ende wiederum gab es nur 37 Stunden im Jahr, in denen die Last unter 5 GW lag oder 0,42%. Etwa ein Drittel aller Stunden (30% bzw. 2672 Stunden) verzeichnet eine Last zwischen 7 und 8 GW. Kumuliert betrachtet liegt in beinahe 2/3 der Stunden die Last unter 8 GW, in fast 90% der Stunden unter 9 GW. Knapp 1000 Stunden lagen zwischen 9 und 10 GW.

¹⁸ Im Unterschied zum arithmetischen Mittel stellt der Median jenen Zentralwert dar, der die zur Verfügung stehende Stichprobe in zwei gleich große Hälften teilt. Diese Methode berücksichtigt somit auch die mögliche Schiefe der Stichprobenverteilung und ist auch gegenüber Ausreißern robust.

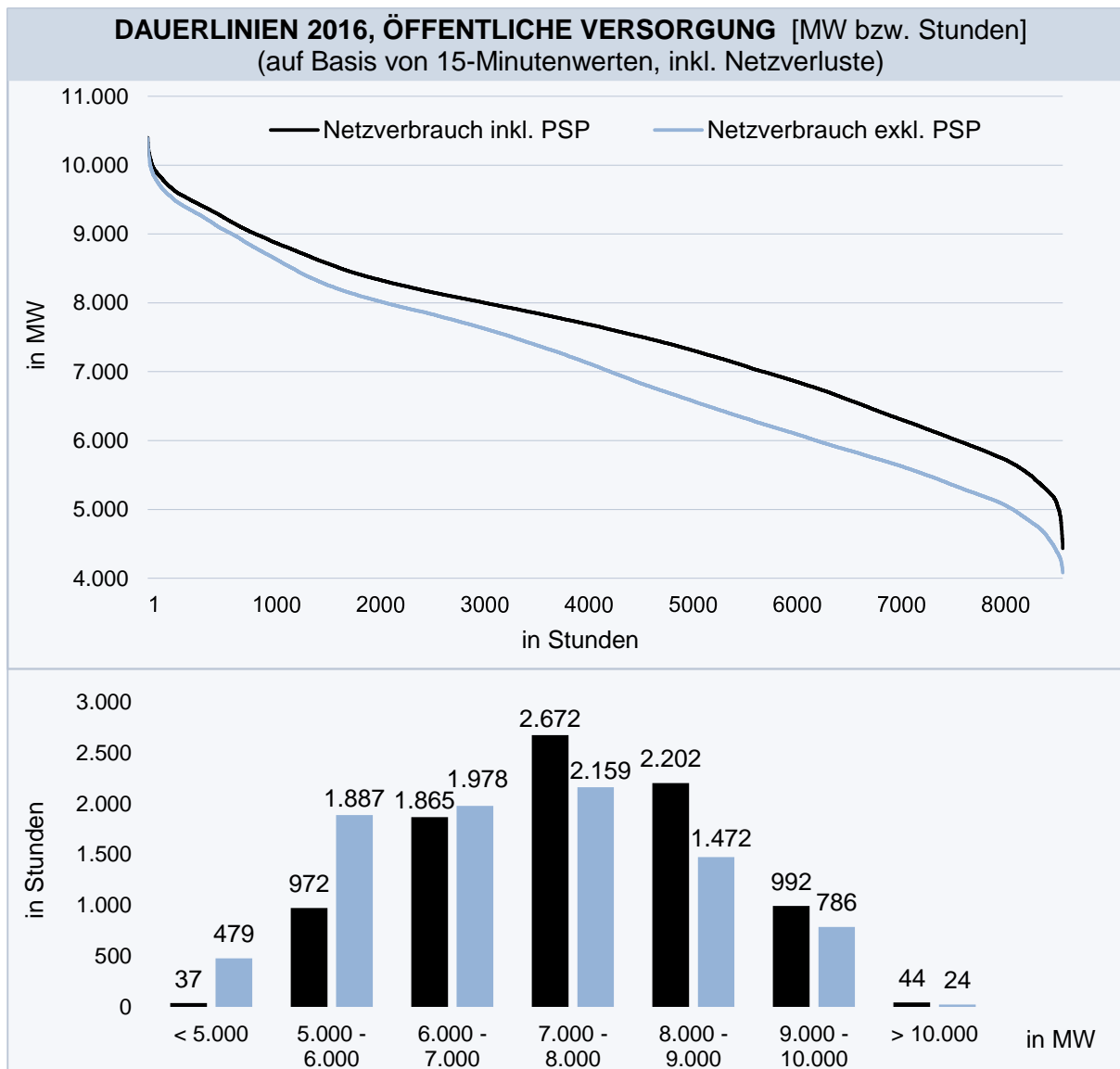


Abbildung 6: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (öffentliche Versorgung)

3.1.1.2 Lastverlauf inkl. Netzverlusten und Pumpleistung (Regelzone)

Der stündliche Lastverlauf in der österreichischen Regelzone inklusive des Verbrauchs für Pumpspeicherung und Netzverlusten weicht nur minimal von jenem des gesamten Bundesgebietes ab, wie sich in Abbildung 7 gut erkennen lässt. Das Maximum liegt hier bei 10505 MW im Winter und das Minimum bei 4550 MW im Sommer, das arithmetische Mittel bei

7453 MW und der Median bei 7509 MW. Die Spannweite ist mit 5955 MW ein wenig höher verglichen mit der in Kapitel 3.1.1. beschriebenen territorialen Abgrenzung.

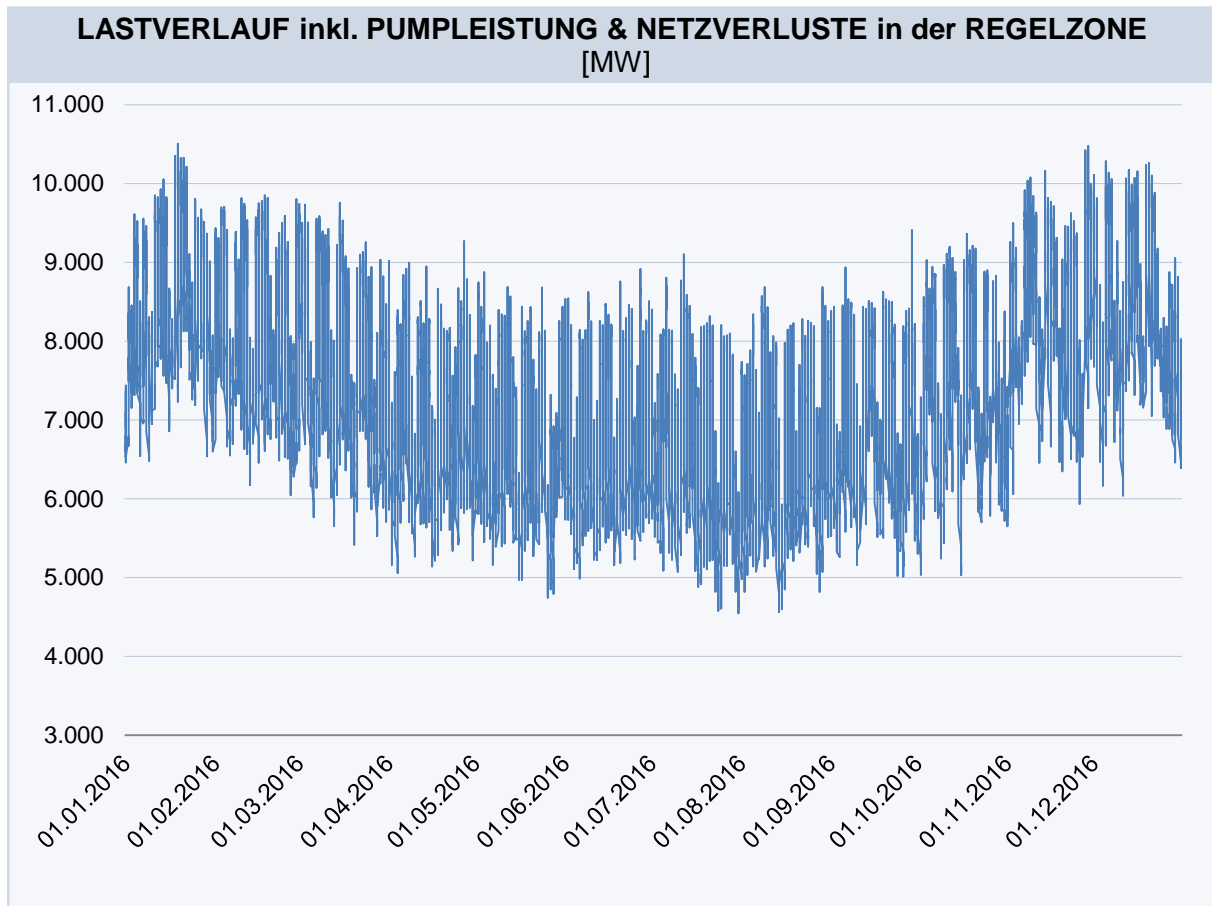


Abbildung 7: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste in der Regelzone

In der Regelzone belief sich die Anzahl der Stunden, in denen die Last größer als 10 GW war auf 70 oder 0,69%. Ähnlich wie in der Österreichbetrachtung gab es nur 58 Stunden im Jahr oder 0,8%, in denen die Last unter 5 GW lag. Die meisten Stunden verzeichnen eine Last zwischen 7 und 8 GW in 30% des Gesamtjahres oder 2643 Stunden. Kumuliert betrachtet liegt auch in der Regelzone in 2/3 der Stunden die Last unter 8 GW, in fast 90% der Stunden unter 9 GW. In 937 Stunden des Jahres lag die Last zwischen 9 und 10 GW, wie in Abbildung 8 ersichtlich wird.

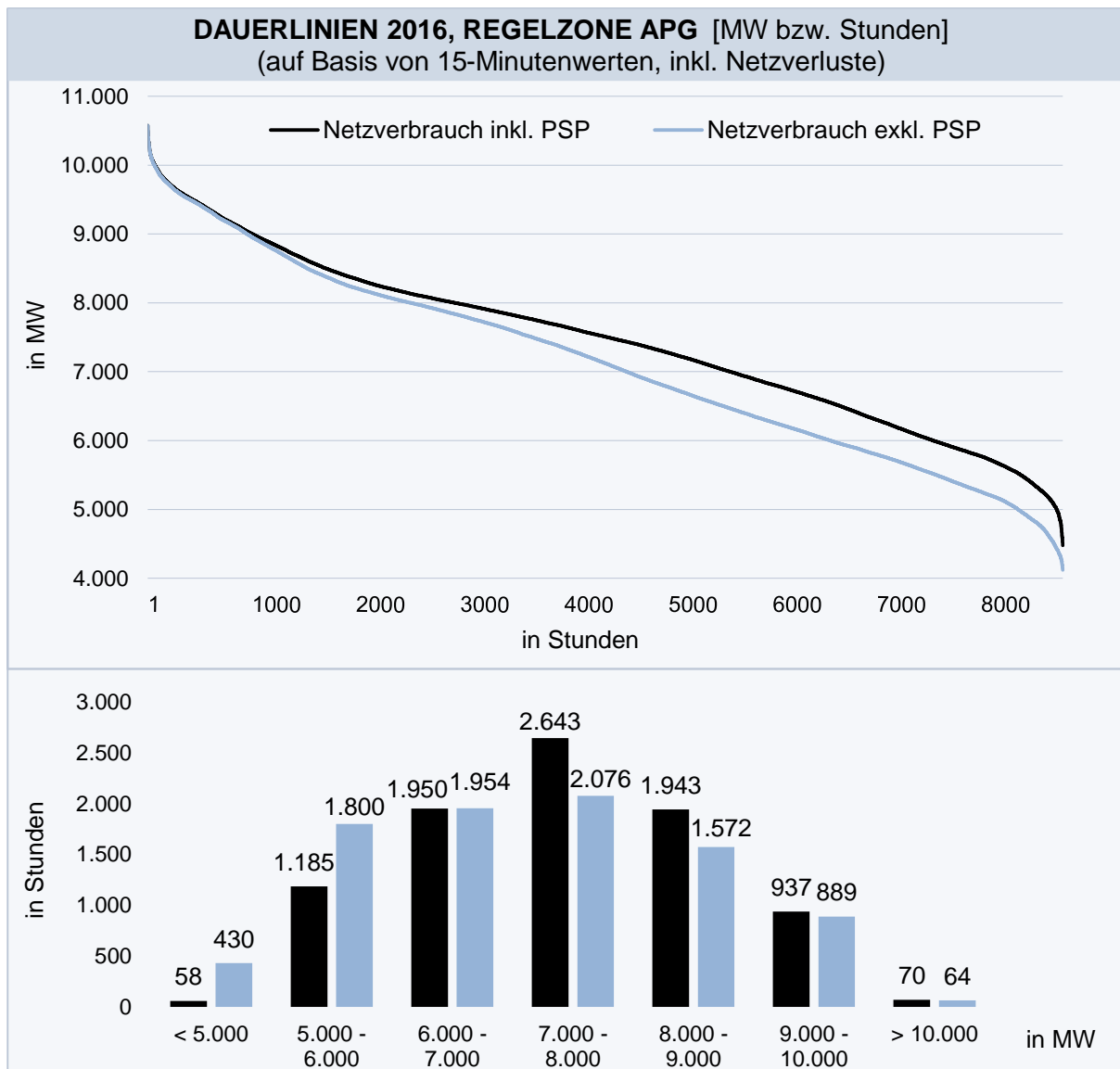


Abbildung 8: Dauerlinien und Lastverteilung 2016 (Regelzone APG)

3.1.1.3 Lastverlauf inkl. Netzverluste ohne Pumpleistung (öffentliche Versorgung)

Wenn man sich den Lastverlauf inklusive der Netzverluste, aber ohne Verbrauch für Pumpspeicherung der öffentlichen Versorgung ansieht, kann man in Abbildung 9 ein ähnliches Bild erkennen. Das Maximum liegt wie in 3.1.1 bereits beschrieben bei 10324 MW, das Minimum jedoch um ca. 400 darunter bei 4118 MW. Folglich sinkt auch der Mittelwert und Median auf 7038 MW bzw. 7027 MW und die Lastverteilung ist auch hier beinahe symmetrisch. Die Spannweite erhöht sich auf über 6200 MW zwischen Minimum und Maximum der stündlichen Last.

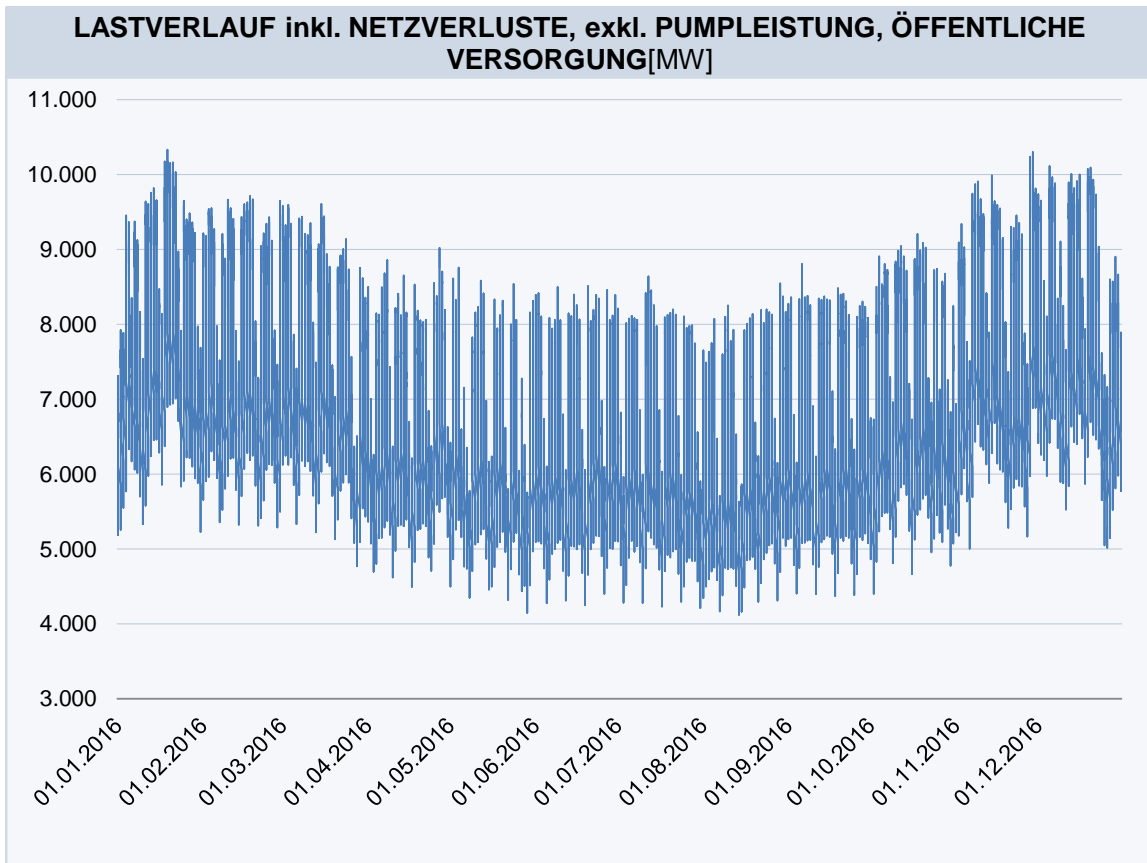


Abbildung 9: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung, öffentliche Versorgung

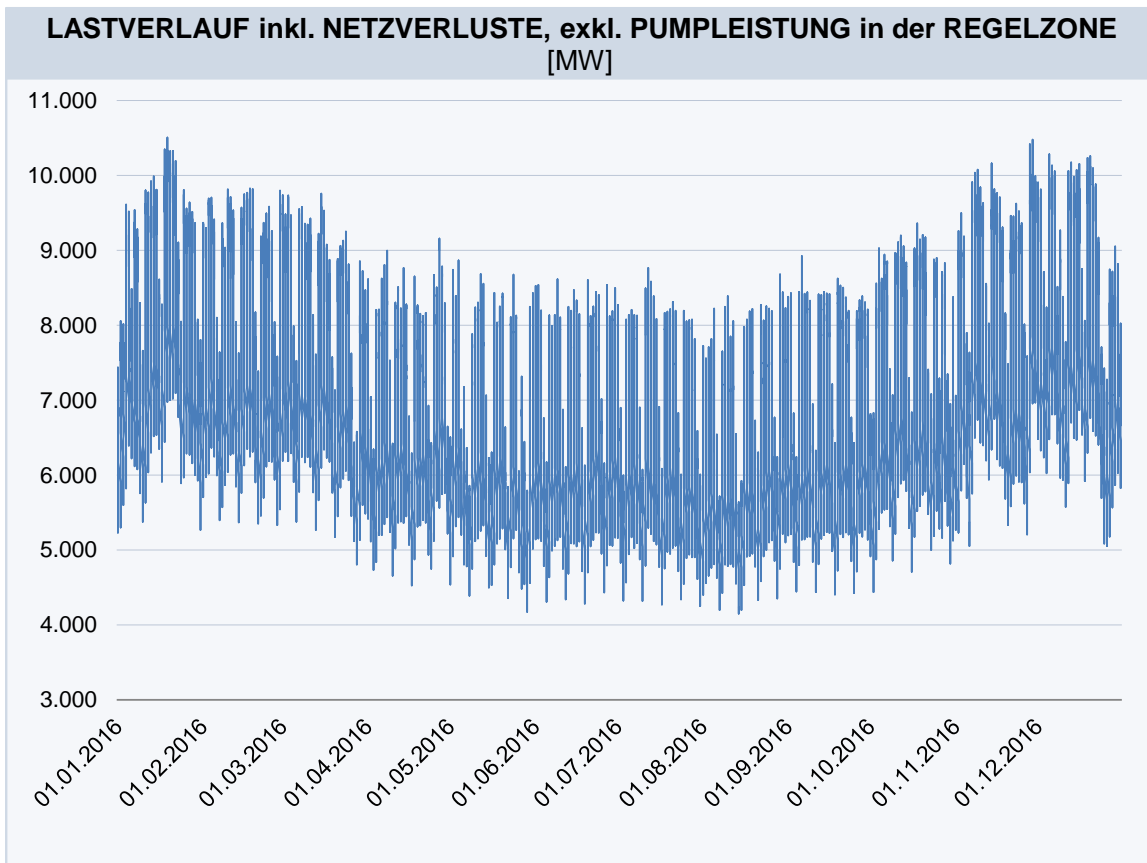


Abbildung 10: Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung in der Regelzone

3.1.1.4 Lastverlauf inkl. Netzverluste ohne Pumpleistung (Regelzone)

Um die detaillierte Betrachtung der Last zu vervollständigen, wird schließlich in Abbildung 10 der Lastverlauf (inklusive Netzverluste) ohne Verbrauch für Pumpspeicherung in der Regelzone grafisch dargestellt.

Hierbei lag das Maximum bei 10505 MW, während das Minimum (bzw. die minimale Grundlast) bei 4152 MW rangierte. Zusätzlich lagen sowohl der Mittelwert als auch der Median der stündlichen Last in der Regelzone geringfügig höher als in der öffentlichen Versorgung, bei 7125 MW bzw. 7117 MW.

3.1.1.5 Fazit: Lastverlauf und Pumpspeicherung

Die Analyse der Werte mit und ohne Pumplast zeigt, dass die Maximallast systematisch nicht durch den Verbrauch der Pumpspeicherung beeinflusst wird, sondern lediglich die Grund- und Mittellast, da zeitlich die Pumparbeit vor allem nachts erfolgt, d.h. Off-Peak, um in den Peak Zeiten zu produzieren und von zeitlichen Preisdifferenzen profitieren zu können. Für die weitere verbrauchsseitige Modellierung, die im Abschnitt 3.2.3 genauer erläutert wird, bedeutet dieses Ergebnis, dass die Pumpleistung nicht explizit in die Prognose der Lastspitze einbezogen werden muss.

Ein Vergleich der Werte für die öffentliche Versorgung und die Regelzone zeigt, dass der Unterschied marginal ist. Die stündliche Verteilung der Last zeigt auch, dass in rund 90% aller Stunden die Last unter 9 GW liegt, in über 99% der Fälle unter 10 GW.

3.1.2 Stromverbrauch

Neben verbindlichen internationalen Beschlüssen zur Erreichung der Klimaziele, der schwachen Wirtschaftsdynamik der letzten Dekade und Energieeffizienzmaßnahmen, haben sich die zumeist stabilen Zuwächse des Stromverbrauchs, die während der 80er, 90er und auch im ersten Jahrzehnt des neuen Millenniums auftraten, stark abgemildert. Anhand der Abbildung 11 ist klar erkenntlich, dass sowohl der energetische Endverbrauch als auch der Bruttoinlandsstromverbrauch trotz des auftretenden Bevölkerungswachstums äußerst konstant verlief.

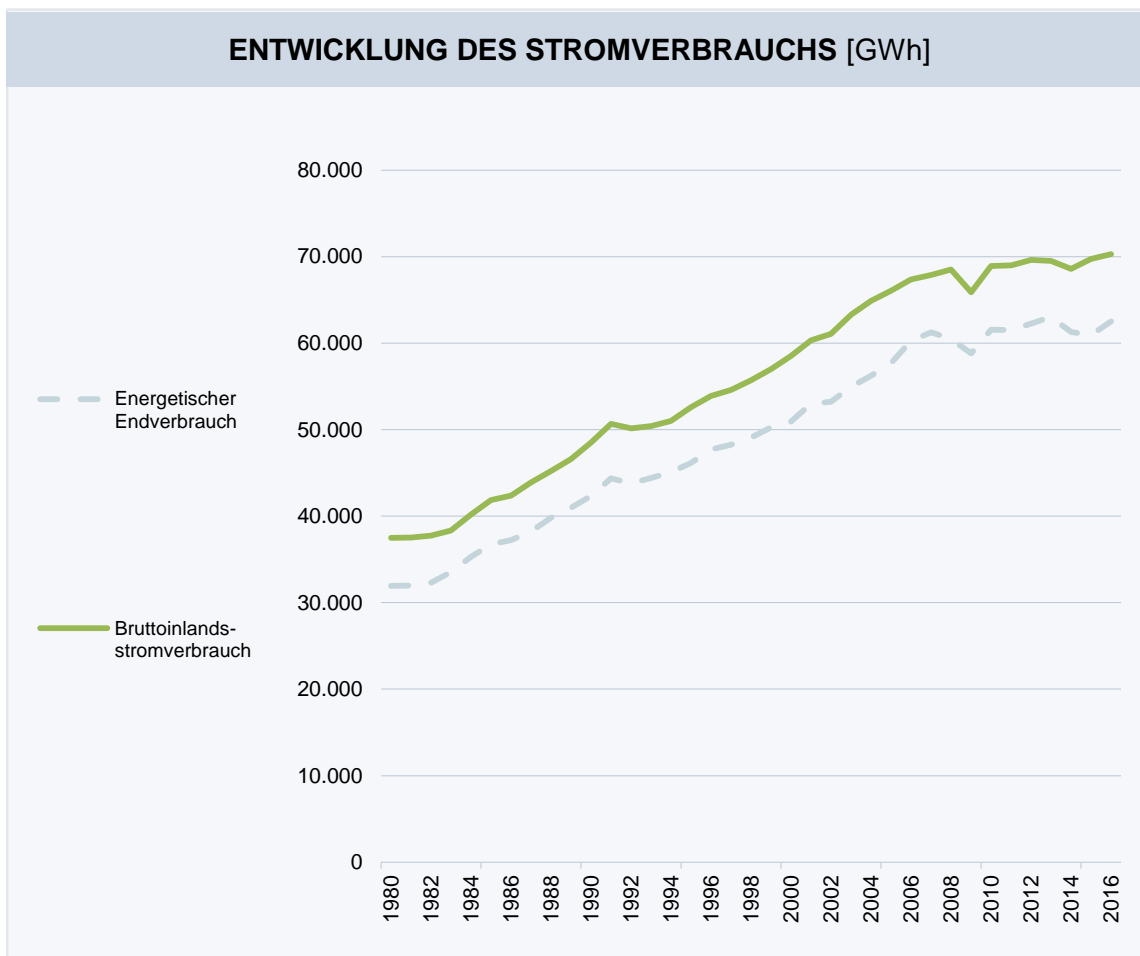


Abbildung 11: Entwicklung des EEV & Bruttoinlandsverbrauch

3.1.3 Pumparbeit

3.1.3.1 Pumparbeit der öffentlichen Versorgung

In Abbildung 12 ist die Pumpleistung der Speicherkraftwerke auf Stundenbasis für das Jahr 2016 im Rahmen der öffentlichen Versorgung dargestellt. Wenig überraschend lag das Minimum bei 0, das Maximum zu einer Stunde bei 3068 MW. Durch größere Ausreißer in den Daten liegt auch der Mittelwert mit 510 MW deutlich höher als der Median mit 258 MW.

Die zeitliche Pumparbeit findet vorrangig nachts bei niedriger Last und unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten bzw. den Preisdifferenzen zwischen Peak und Off-Peak statt. Natürlich beeinflusst wird die Pumparbeit vor allem auch von den Füllständen der Speicherbecken und den Auswirkungen des Wetters auf diese.

3.1.3.2 Pumparbeit in der Regelzone

In der Regelzone lag das Maximum der stündlichen Pumpverbräuche bei 2231 MW mit einem noch stärkeren Abstand zwischen dem arithmetischen Mittel mit 328 MW und dem Median mit 66 MW. Der Mittelwert ist hiermit fünf Mal so groß wie der Median, in Österreich betrug die Abweichung lediglich das Doppelte.

Wenn man die Pumparbeit in der Regelzone einer näheren Betrachtung unterzieht, sieht man deutlich, dass der Großteil der Arbeit nachts verrichtet wird und somit die Last, wenn überhaupt, nur minimal zu Peak Zeiten erhöht, da in diesen Zeiten in der Regel nur produziert wird. Von dieser Regel abweichende Fahrweisen können natürlich etwa durch Abruf negativer Regelenenergie tagsüber bei positivem „Delta Regelzone“ entstehen. Wie schon im Abschnitt 3.1.1.5 analysiert, hat die Pumpspeicherung somit keinen Einfluss auf die zu prognostizierende maximale Last.

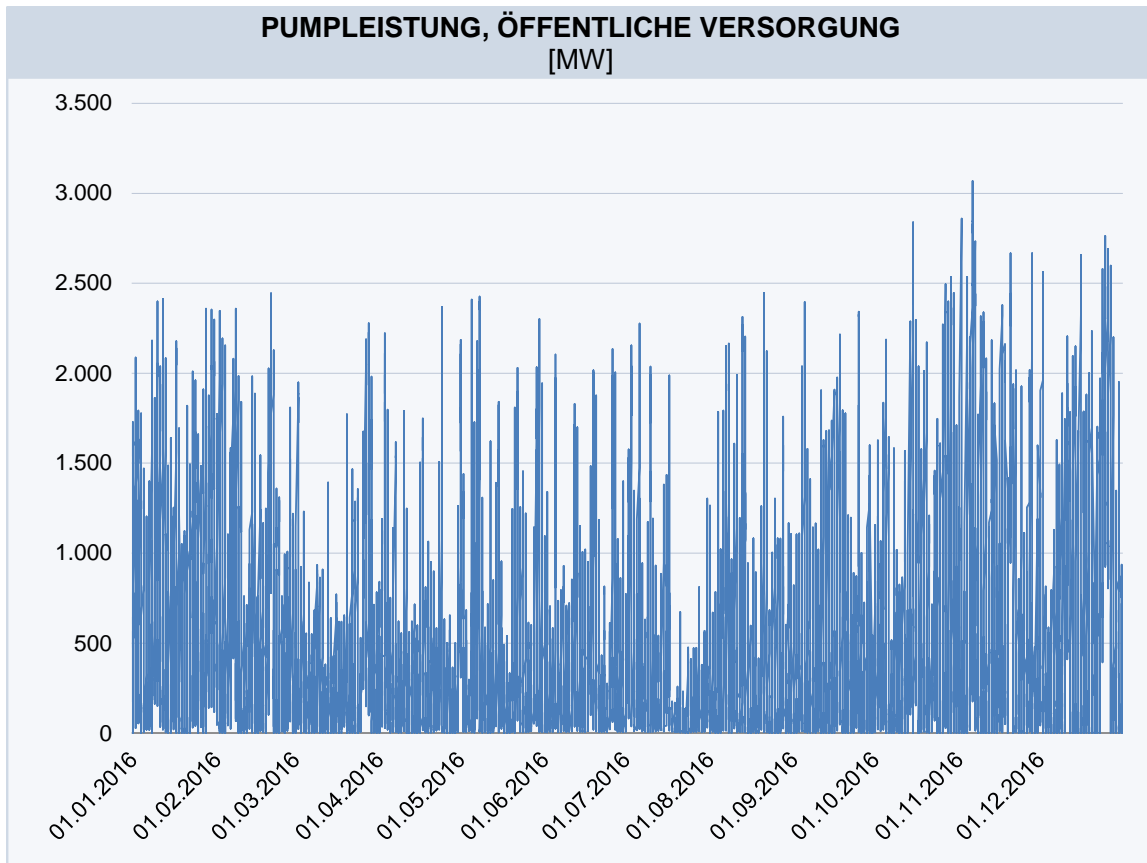


Abbildung 12: Pumpleistung, öffentliche Versorgung

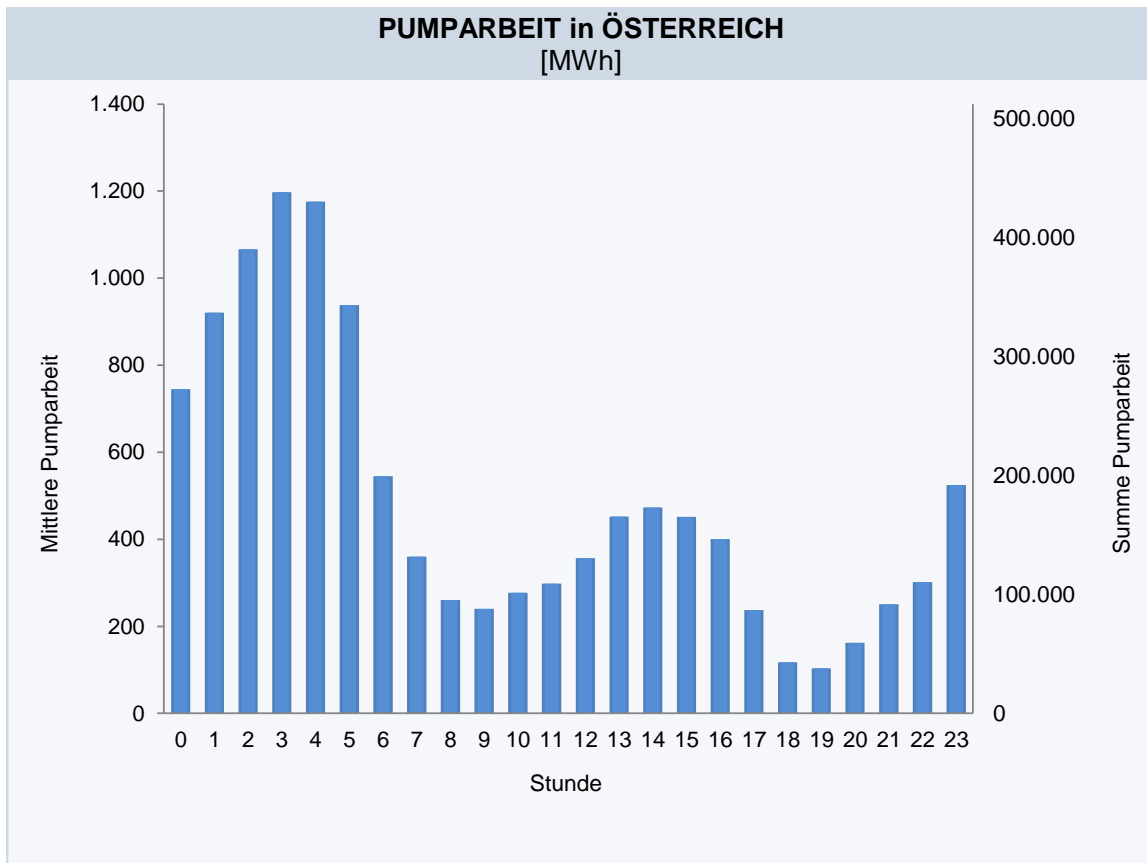


Abbildung 13: Pumparbeit der öffentlichen Versorgung je Stunde

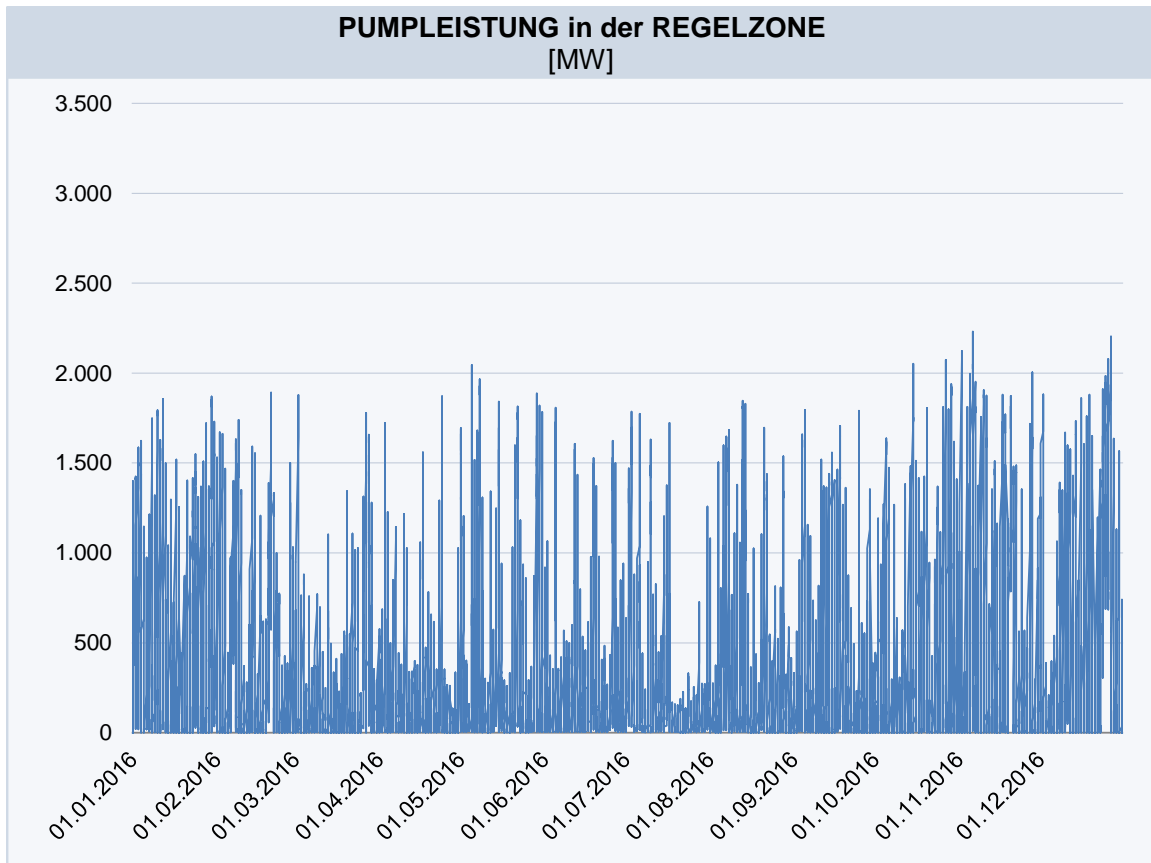


Abbildung 14: Pumpleistung in der Regelzone

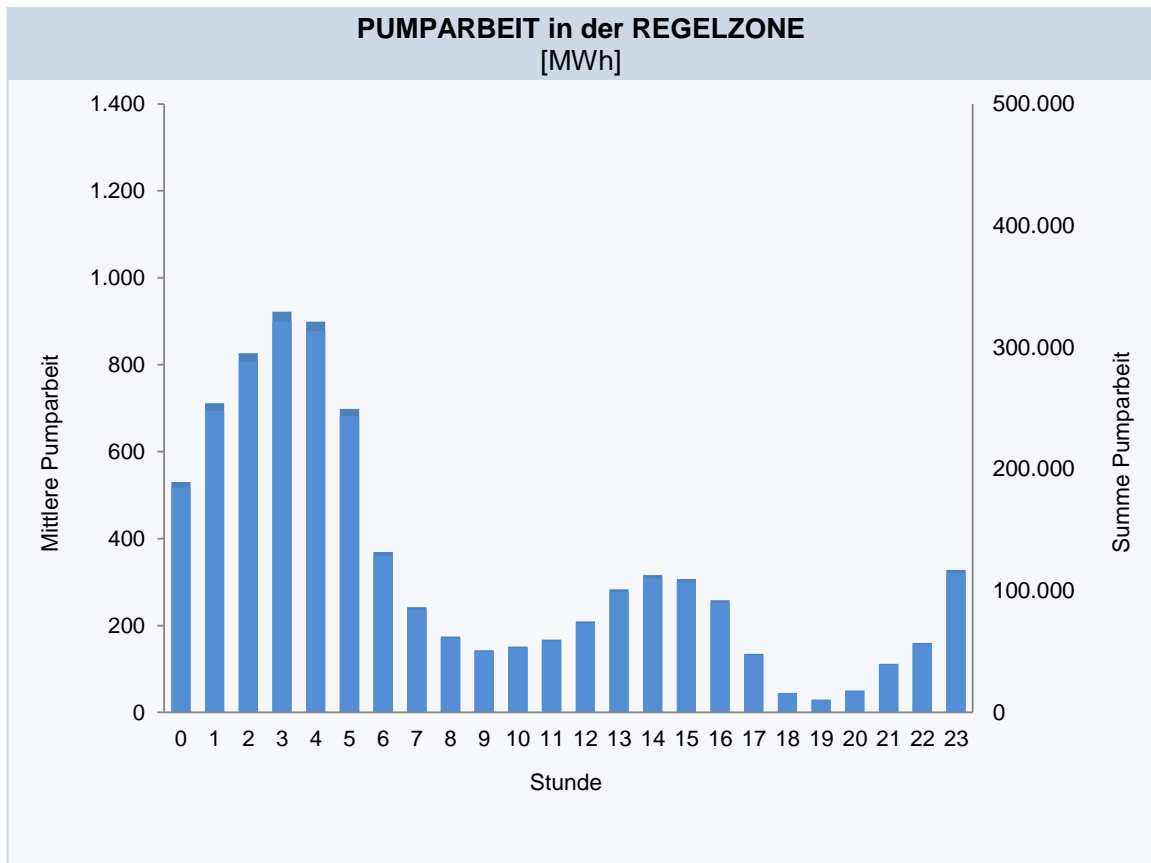


Abbildung 15: Pumparbeit in der Regelzone pro Stunde

3.2 Prognosen

3.2.1 Verbrauchsprognose der gesamten Versorgung

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das Nachfragemodell „MEDA“ in der aktuellen Fassung verwendet. Dieses Modell bietet unter anderem die Möglichkeit, unter Festlegung der exogenen Parameter (Wirtschafts-, Preis-, Temperatur- und Einkommenswachstum), die Entwicklung der Stromnachfrage detailliert zu prognostizieren. Es handelt sich um ein Fehlerkorrekturmodell, das die Nachfrage sowohl für Haushalte als auch für Nicht-Haushalte schätzt:

$$\Delta \log(\text{Verbrauch Haushalte}_t) =$$

$$\alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(\text{VPI Elek}_t) + \gamma \times \Delta \log(\text{EK}_t) + \delta \times \Delta \log(\text{Temp}_t) + \varepsilon \times (\text{Dummies}) + u_t$$

$$\text{mit } t = 1966, 1967, \dots, T$$

wobei „ Δ “ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht, „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturmechanismus darstellt, „ VPI Elek_t “ den Verbraucherpreisindex Strom zum Zeitpunkt t beschreibt, „ EK_t “ das Einkommen der Haushalte, „ Temp_t “ die Temperatur und „ Dummies “ sogenannte Dummy Variablen. „ u_t “ ist die übliche normalverteilte Störvariable.

Die Nachfrage für Nicht Haushalte ist wie folgt modelliert:

$$\Delta \log(\text{Verbrauch Nicht Haushalte}_t) =$$

$$\alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(\text{P}_{real} \text{Elek}_t) + \gamma \times \Delta \log(\text{BIP}_t) + \delta \times \Delta \log(\text{Temp}_t) + \varepsilon \times (\text{Dummies}) + u_t$$

$$\text{mit } t = 1966, 1967, \dots, T$$

wobei „ Δ “ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht, „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturmechanismus darstellt, „ $\text{P}_{real} \text{Elek}_t$ “ den Industriepreis Strom beschreibt, „ BIP_t “ das Bruttoinlandsprodukt, „ Temp_t “ die Temperatur und „ Dummies “ die Dummy Variablen.

Die Summe der prognostizierten Nachfrage der Haushalte und der Nicht Haushalte ergibt den prognostizierten Verbrauch.

Auf Grundlage der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2030 ein energetischer Endverbrauch von 66.811 GWh erwartet, was einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 0,46% für den Prognosezeitraum 2017-2030 entspricht. Hauptverantwortlich zeigt sich einerseits das niedrige Nachfragewachstum in den letzten Jahren (Ausnahme 2010), welches im Modell Eingang fand, und andererseits die

anziehende Konjunktur, da sich das jährlich prognostizierte mittlere Stromverbrauchswachstum im Vergleich zum Vorjahr von 0,40% auf 0,46% beschleunigt hat. Dies entspricht etwa dem Durchschnitt der letzten 5-10 Jahre, welche die Modellergebnisse besonders beeinflussen. Allfällige wesentliche Änderungen der Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel der Elektrifizierung im Verkehr oder der Industrie, sinkende Effizienzfortschritte etc., würden entsprechend andere Ergebnisse mit sich bringen. Eine kurze Diskussion dazu findet sich in Kapitel 7.

3.2.2 Unterschiedliche Modelle im Vergleich

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit der aktuellsten veröffentlichten Verbrauchsprognose der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG ENER, Reference Scenario 2016) sowie den Prognosen der ENTSO-E (MAF), so ist festzuhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen: DG ENER kommt mit ihrem Modell PRIMES auf ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2017 und 2020 von 0,75% und zwischen 2020 und 2030 von 0,76%. Damit korrigiert sie ihre Prognose von ursprünglich 1,3% für den Zeitraum 2010-20 deutlich nach unten, der Ausblick von 2020-30 bleibt hingegen mit der letzten Prognose fast unverändert. Diese Revision der Prognose fußt auf einem Update der Zeitreihen von EUROSTAT sowie veränderter Annahmen der künftigen Entwicklung des BIP, einem aktualisierten Bevölkerungswachstum etc.

Die ENTSO-E wiederum erwartet in ihrem „Mid-Term Adequacy Forecast 2016“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Österreich bis 2020 von 0,8% und einen Zuwachs von jährlich rund 0,25 % zwischen 2020-25. Das ist ein merklicher Rückgang gegenüber den früheren ENTSO-E Prognosen. In der nachstehenden Abbildung 16 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt, für die Zeit von 2025-30 wurde für die ENTSO-E das durchschnittliche jährliche Wachstum bis 2030 fortgeschrieben. Durchschnittlich rechnet also die ENTSO-E mit einer jährlichen Steigerung von 0,41%. Das ökonometrische Modell der E-Control geht ebenso von einem stärkeren Anstieg zu Beginn des Prognosehorizonts mit abflachender Wirkung bis Ende 2030 aus. Das durchschnittliche Wachstum schlägt sich mit 0,46% jährlich nieder. Wie man in der Grafik gut erkennen kann, haben sich die aktuellen Prognosen des energetischen Endverbrauchs der ENTSO-E und der E-Control wie schon in den letzten Jahren weiter angenähert und verlaufen, mit einer minimalen Abweichung voneinander, fast ident. Somit wird auch wegen erwarteter Energieeffizienzsteigerungen ein weniger stark steigender energetischer Endverbrauch elektrischer Energie in Österreich erwartet.

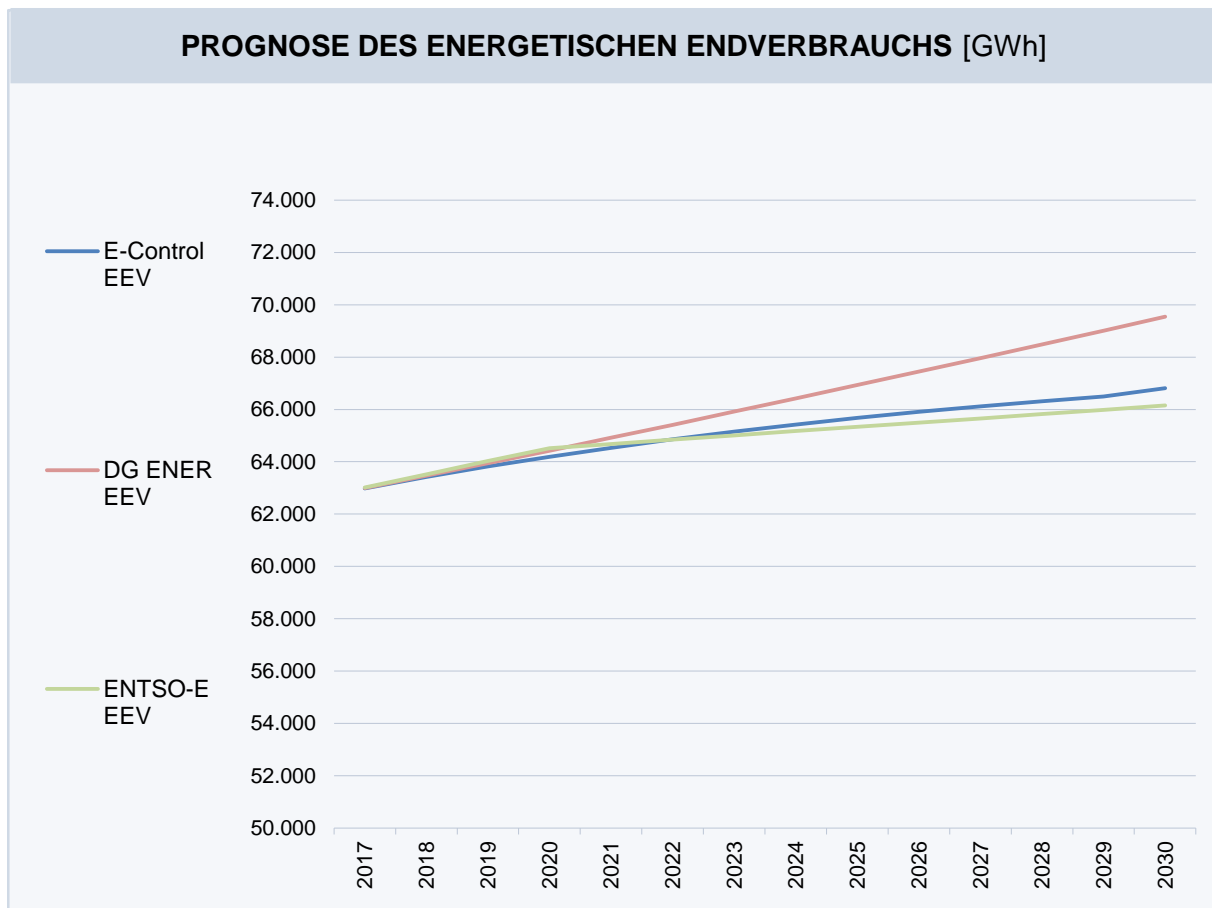


Abbildung 16: Prognose des EEV

3.2.3 Leistungsprognose der gesamten Versorgung

Die Prognose der maximalen Last ergibt sich ebenfalls durch den ökonometrischen Ansatz eines Fehlerkorrekturmodells, wobei „ Δ “ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht und „ ecm_{t-1} “ der Fehlerkorrekturmechanismus ist. Die Verwendung eines Fehlerkorrekturmodells wird insbesondere deshalb notwendig, da die Lastspitze „ $Spitzenlast_t$ “ und der Verbrauch „ $Verbrauch\ Gesamt_t$ “ kointegriert sind, d.h. es existiert eine Linearkombination zwischen diesen beiden nicht-stationären Prozessen, die stationär ist. Der in diesem Modell exogen gegebene Gesamterbrauch wurde im ersten in Kapitel 3.2.1. dargestellten Modell ermittelt.

$$\Delta \log(Spitzenlast_t) = \alpha \times ecm_{t-1} + \beta \times \Delta \log(Verbrauch\ Gesamt_t) + u_t$$

$$\text{mit } t = 1966, 1967, \dots, T$$

Die Maximallast sowie der Verbrauch werden hinsichtlich der gesamten im Bundesgebiet notwendigen Versorgung bemessen und sind somit höher als dies für die öffentliche Versorgung notwendig wäre. Bei der Differenz zwischen öffentlicher und gesamter Erzeugung handelt es sich hier um Eigenerzeuger, die ihre produzierte Energie simultan verbrauchen, ohne ins öffentliche Netz einzuspeisen. Lediglich der allfällige Überschuss wird ins öffentliche Netz eingespeist. Der Einbeziehung der Eigenerzeuger in den Kraftwerkspark steht die Prognose der Maximallast der gesamten Versorgung (also auch inklusive des Verbrauchs der Eigenerzeuger) gegenüber.

Bis 2030 wird die maximale Last der gesamten Versorgung bei rund 11560 MW prognostiziert, wie in Abbildung 17 zu sehen ist.

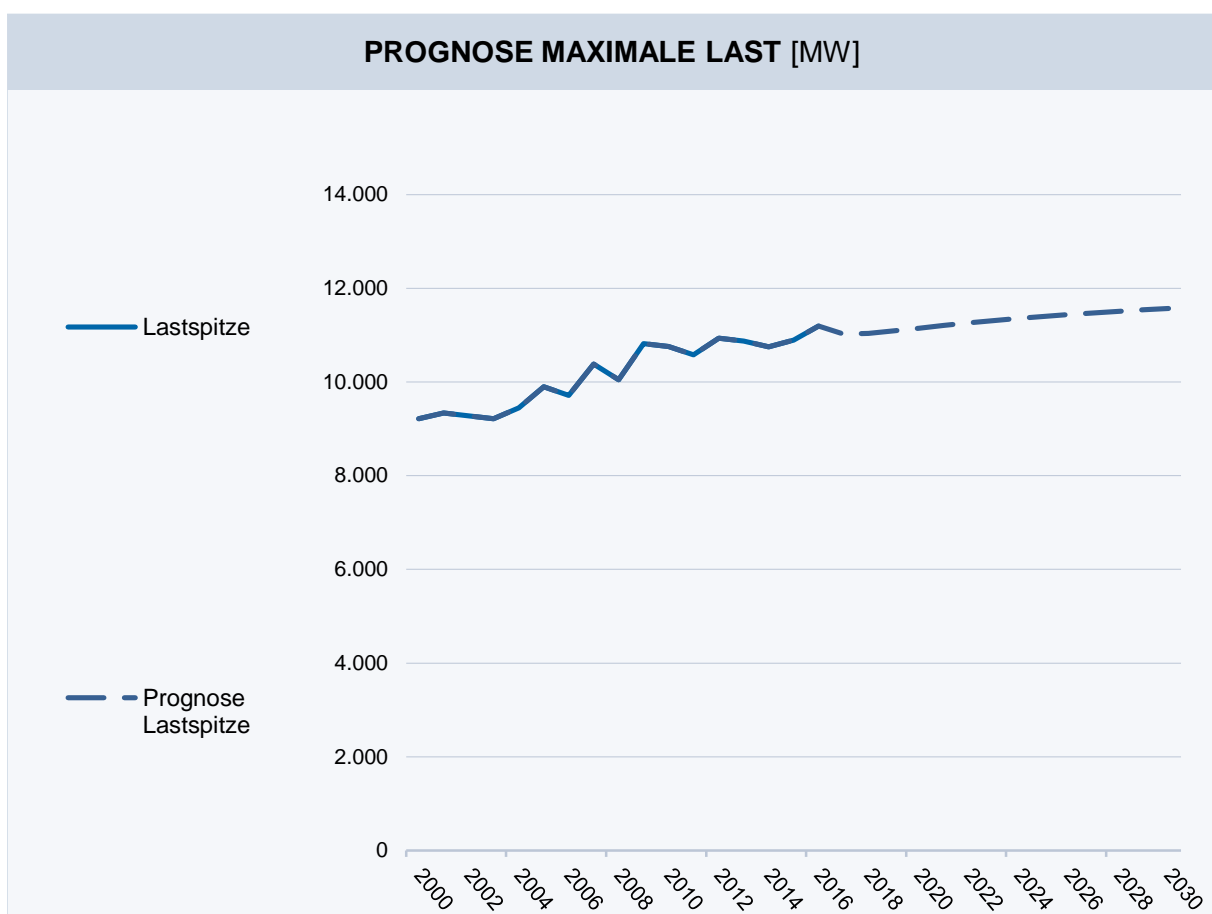


Abbildung 17: Prognose Maximale Last

4 Bedarfsdeckung

4.1 Bestandsaufnahme

4.1.1 Kraftwerke

Der österreichische Kraftwerkspark besteht im Wesentlichen aus fünf Technologien, der Wärmekraft, der Speicherkraft, der Laufkraft, der Windkraft und der Photovoltaik. 2016 betrug die Engpassleistung des Kraftwerksparks in Österreich mit meldepflichtigen Erzeugern, die eine Mindestbruttoengpassleistung von 1 MW aufweisen, 23,7 GW. Diese verteilten sich auf 5,4 GW Lauf-, 8,4 GW Speicher-, 7,2 GW Wärme-, 2,6 GW Wind- und 0,033 GW Photovoltaikkraftwerke¹⁹. Dieser Kraftwerkspark wird auch für die Berechnung der gesicherten Leistung, abzüglich der Photovoltaik und 85% der installierten Windkapazität, herangezogen.

Um den vollständigen Kraftwerkspark zu erhalten, müssen die Daten nicht meldepflichtiger Kraftwerke mittels Verwaltungsdaten der Herkunftsnachweisdatenbank ergänzt werden. In dem folgenden Kapitel wird die Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks, sowohl für Österreich als auch für die Regelzone dargestellt. Dieser beläuft sich insgesamt auf 25,2 GW für die gesamte Versorgung bzw. auf 23,4 GW für die Regelzone.

4.1.1.1 Gesamter Kraftwerkspark in Österreich

Historisch betrachtet hat sich der Kraftwerkspark seit 2001 sehr unterschiedlich entwickelt, wie in Abbildung 18 zu sehen ist: Die Speicherkraft hat in diesem Zeitintervall im Schnitt um ca. 2% jährlich an Engpassleistung zugelegt, von 6396 MW im Jahr 2001 auf 8424 MW Ende 2016. Auch die Anzahl der Speicheranlagen stieg um 13, wie in Abbildung 18 zu sehen ist. Die Laufkraft hingegen wuchs im Schnitt um 1% jährlich, von über 5272 MW auf knapp 5692 MW. Die Wärmekraft verzeichnete im Schnitt ebenfalls 1% Wachstum, von 6422 MW auf 7323 und die Zahl der Anlagen/Blöcke hat sich mehr als verdoppelt. Betrachtet man jedoch die letzten 5 Jahre, sieht man einen deutlichen Rückgang der Engpassleistung der Wärmekraft (inklusive Eigenerzeuger) von im Schnitt 2,4% per anno oder 11 Anlagen/Blöcke insgesamt seit Anfang 2012. Die Engpassleistung der Wärmekraft der gesamten Versorgung sank vom Spitzenwert von 8285 MW Anfang 2012 auf 7323 MW Ende 2016.

¹⁹ herangezogener Kraftwerkspark ohne Haushalte.

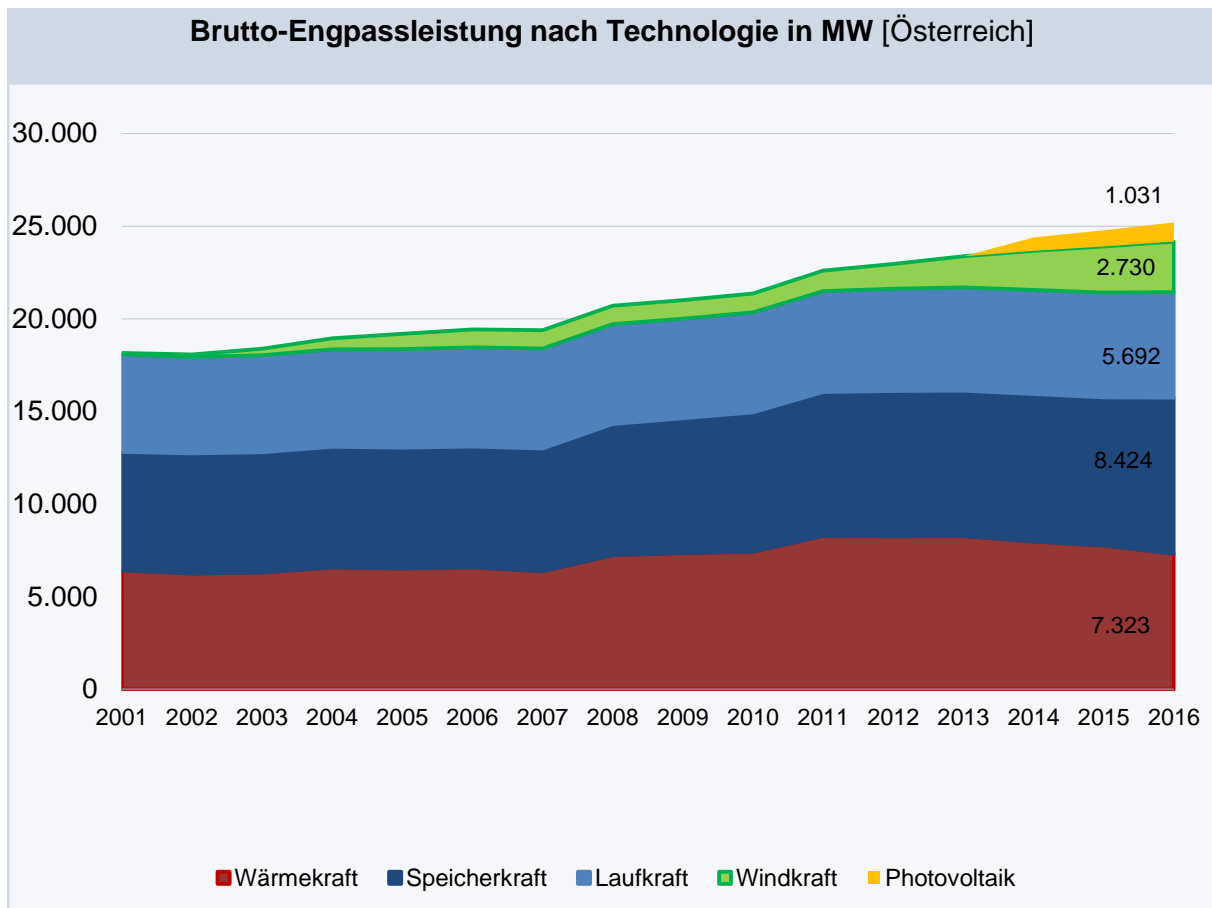


Abbildung 18: Brutto EPL nach Technologie in MW gesamte Versorgung

Die Engpassleistung der Windanlagen wuchs in den letzten 15 Jahren von 139 MW auf über 2730 MW Ende 2016. Die Anzahl der Anlagen legte um über 400 zu, von 99 auf 518. Auch die Photovoltaik verzeichnete einen starken Zuwachs, genauere Daten hierfür liegen erst seit 2014 vor: Die Engpassleistung erhöhte sich von 724 MW auf mittlerweile 1031 MW und knapp 100.000 Anlagen.

4.1.1.2 Gesamter Kraftwerkspark in der Regelzone

Abgesehen von der Speicherkraft entspricht der Kraftwerkspark der Regelzone in großen Teilen dem Kraftwerkspark der öffentlichen Versorgung. In der Regelzone ist die vorherrschende Technologie gemessen an der Engpassleistung die Wärmekraft, gefolgt von Speicher- und Laufkraftwerken, Windparks und Photovoltaik bilden das untere Ende der Skalierung. Auch in der Regelzone ist die Brutto-Engpassleistung der Speicherkraft gestiegen,

die Zuwächse der Wärmekraft, Laufkraft, Windkraft und Photovoltaik entsprechen denen der öffentlichen Versorgung²⁰.

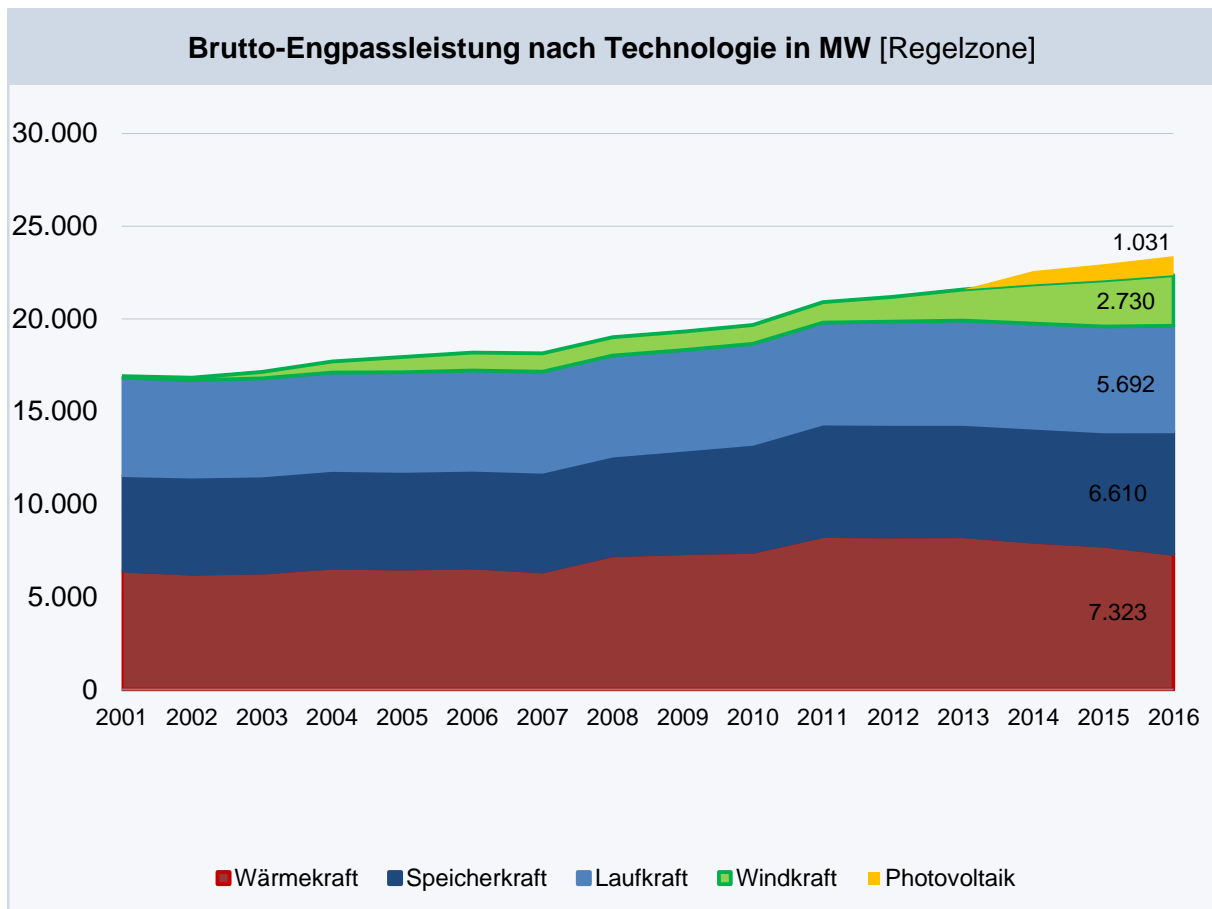


Abbildung 19: Brutto EPL nach Technologie in MW Regelzone

4.1.2 Produktion

Die tatsächliche Stromerzeugung Österreichs ist von einer Fülle von Faktoren abhängig - der zur Verfügung stehende Kraftwerkspark determiniert lediglich die maximalen Erzeugungsmöglichkeiten. Ob und in welchem Umfang diese Produktionskapazitäten genutzt werden (können), wird anhand komplexer Entscheidungsprozesse, technischer Gegebenheiten und von Umweltbedingungen bestimmt. Die Entscheidungen werden ebenfalls wieder durch natürliche (Wetterprognosen, verfügbare natürliche Ressourcen etc.), technologische (Charakteristika unterschiedlicher Technologien, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten etc.), ökonomische (Preis- und Nachfrageentwicklungen etc.) aber auch „politische-regulatorische“ Faktoren (Marktdesign, Förderprogramme etc.) beeinflusst, wobei all diese Faktoren auch in Wechselwirkung zueinanderstehen. Die tatsächliche Stromerzeugung in Österreich ist vor diesem Hintergrund zu analysieren.

²⁰ Vereinfachend werden die Kleinanlagen der Regelzone zugerechnet.

4.1.2.1 Statistische Mittelwerte der stündlichen Produktion

Unterzieht man die Produktion nach Technologie einer stündlichen Auswertung (z.B. stündliche Mittelwerte), lassen sich die Produktionscharakteristika, gemeint ist hiermit das stündliche Einspeiseprofil der eingesetzten Technologien, gut erkennen. So produzieren vor allem Wärmekraftwerke und Speicherkraftwerke zu Peak Zeiten, während Windkraftwerke zeitlich kurzfristig kein Muster, die Laufkraft mit Schwellbetrieb ein geringes Muster erkennen lassen.

Der stündliche Mittelwert bei Laufkraft betrug 2425 MW, Minimum und Maximum der Mittelwerte bewegten sich nahe dem Mittelwert. Das entspricht einer konstanten Erzeugung über alle Stunden. Anders formuliert sorgt die Laufkraft somit für die teilweise Deckung der Grundlast, mitunter deshalb, weil die Laufkraft saisonal und jährlich schwankt. Wind lag 2016 durchschnittlich bei 590 MW, mit einem Stundenminimum um 513 MW und einem Maximum der stündlichen Mittelwerte bei 625 MW.

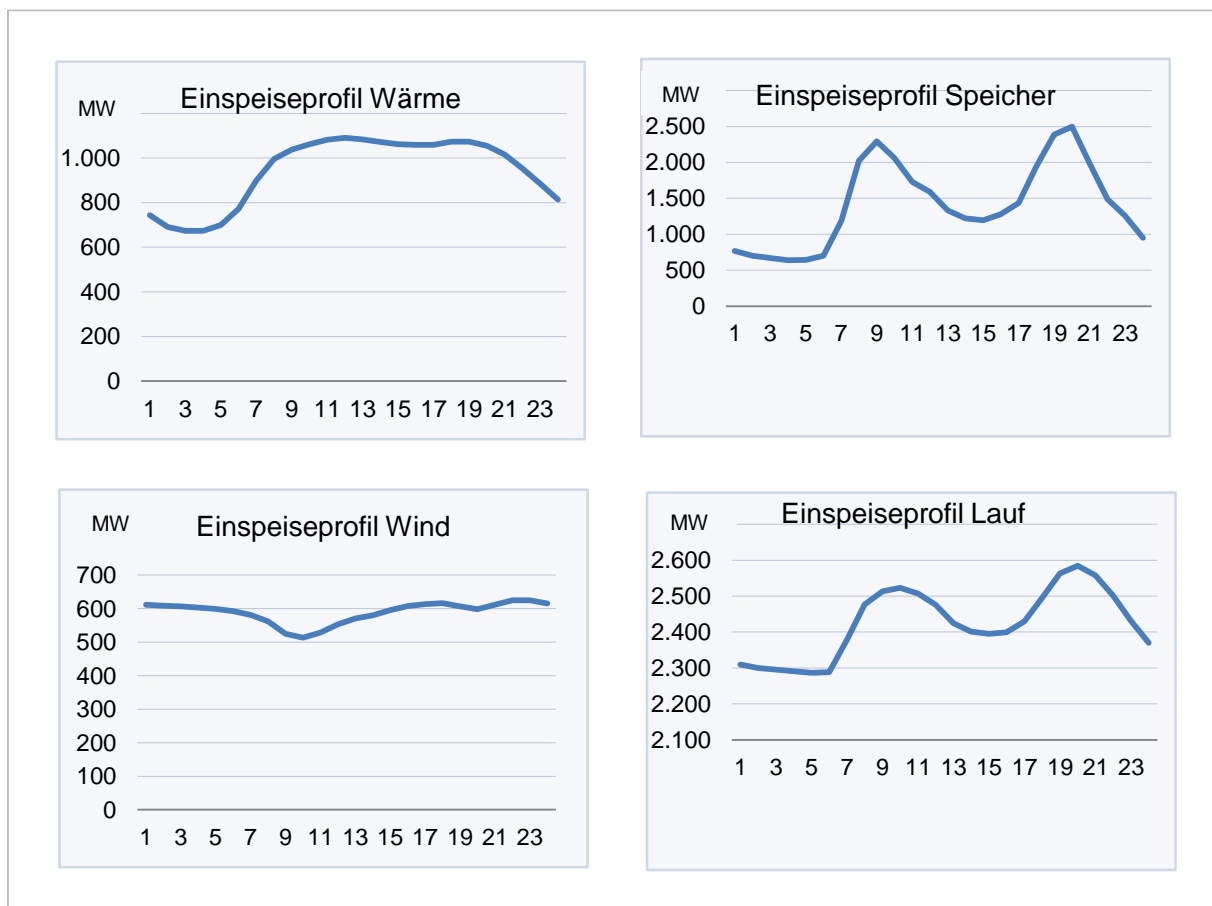


Abbildung 20: Ermittelte Einspeisepprofile anhand von stündlichen Mittelwerten

Saisonal gesehen gibt es einige Unterschiede zwischen den verschiedenen Technologien, wie die Daten des Vorjahres belegen: Lauf- und Speicherkraftwerke produzierten durchschnittlich im Jänner am wenigsten und erreichten Anfang Sommer die Maxima. Entgegengesetzt

produzierten Wärmekraftwerke durchschnittlich am meisten im Winter und am wenigsten im Sommer, da durch Auskoppelung von Wärme sektorübergreifend produziert werden kann (sofern die nötige Infrastruktur vorhanden ist) und auch die verfügbare Leistung der Laufkraft durch ein geringeres Wasserdargebot eingeschränkt ist. Ohne Berücksichtigung der saisonalen Muster produzierten heimische Wärmekraftwerke im Vorjahr im Mittel 943 MW zu jeder Stunde, rangierend von 673 MW nachts bis 1091 MW tagsüber.

Ähnlich sah es bei Wind aus, mit den stündlichen Minima der Mittelwerte im Sommer und Maxima im Winter wie in Abbildung 21 ersichtlich wird. Bei genauerer Betrachtung belegen die Daten, dass die saisonalen Effekte wesentlich stärker sind als die stündlichen Effekte. Zwar gibt es kleine stündliche Differenzen, die Differenzen zwischen Winter und Sommer bzw. den einzelnen Monaten sind jedoch viel stärker. In Zahlen ausgedrückt brachte es Windkraft 2015 und 2016 im Durchschnitt relativ konstant auf ca. 2000 Volllaststunden verglichen mit über 5000 Volllaststunden bei Laufwasser.

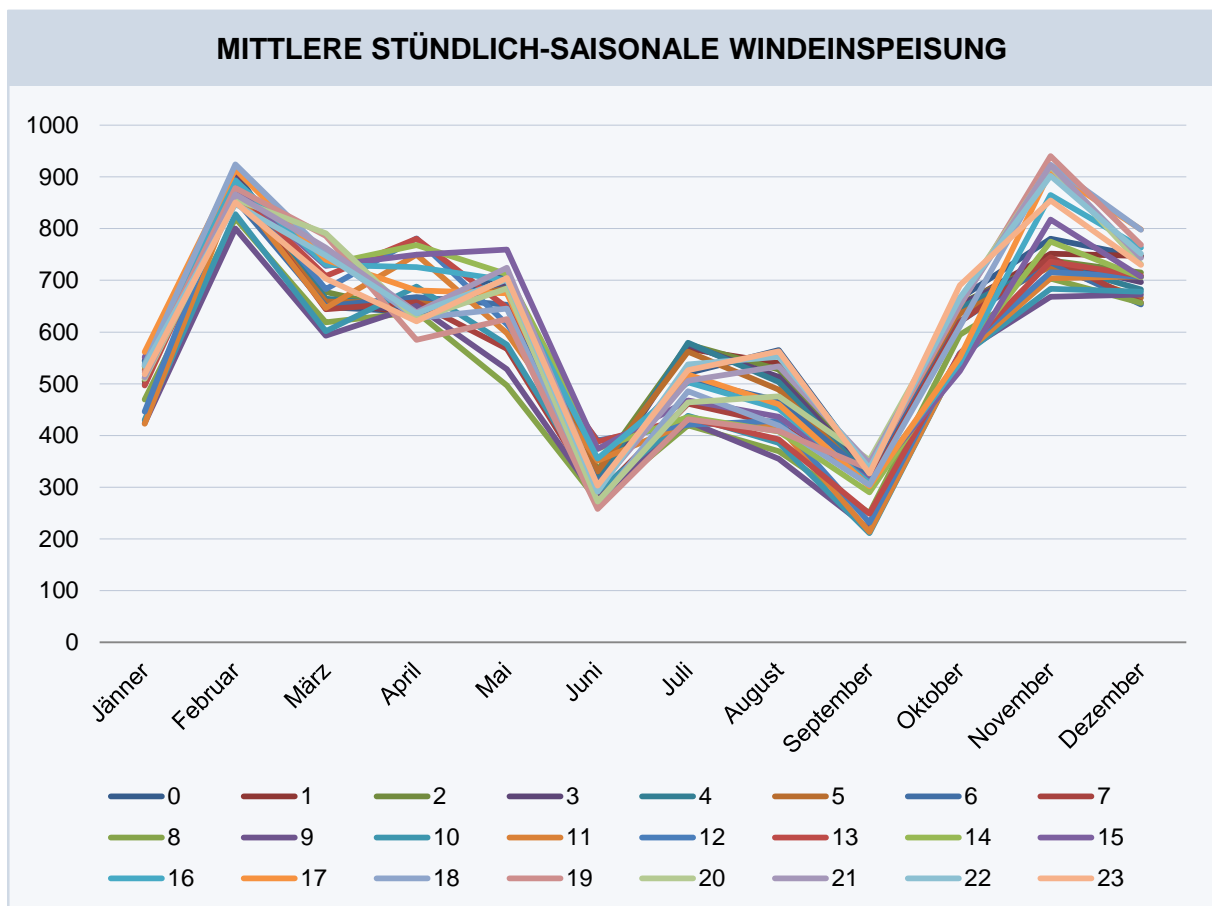


Abbildung 21: Mittlere stündlich-saisonale Windeinspeisung

Interessant sind auch die stündlichen „Load Ramps“ der Winderzeugung im Jahresverlauf 2016 und auch die Jahre davor. So gibt es die Ausreißer des stündlichen Anstiegs der Windeinspeisung vor allem nach oben, die über die negative Regelenergie ausbalanciert werden müssen. Der Leistungsabfall der Winderzeugung hingegen lässt sich mit rund 50% nach unten begrenzen, während der Leistungsanstieg nach oben bis zu 250% betragen kann, wie in Abbildung 22 auf stündlicher Basis zu sehen ist.

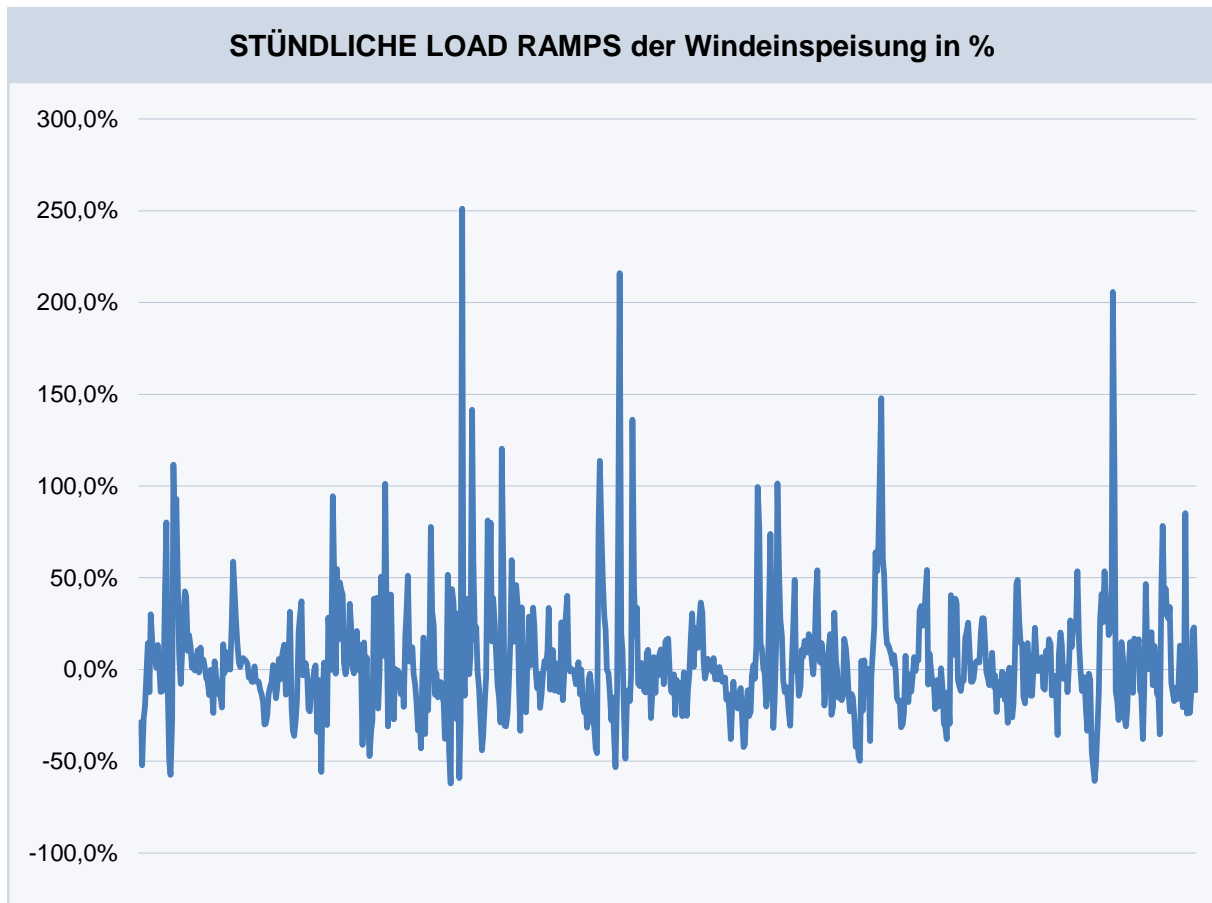


Abbildung 22: Stündliche Load Ramps der Windeinspeisung

4.1.2.2 Bruttostromerzeugung

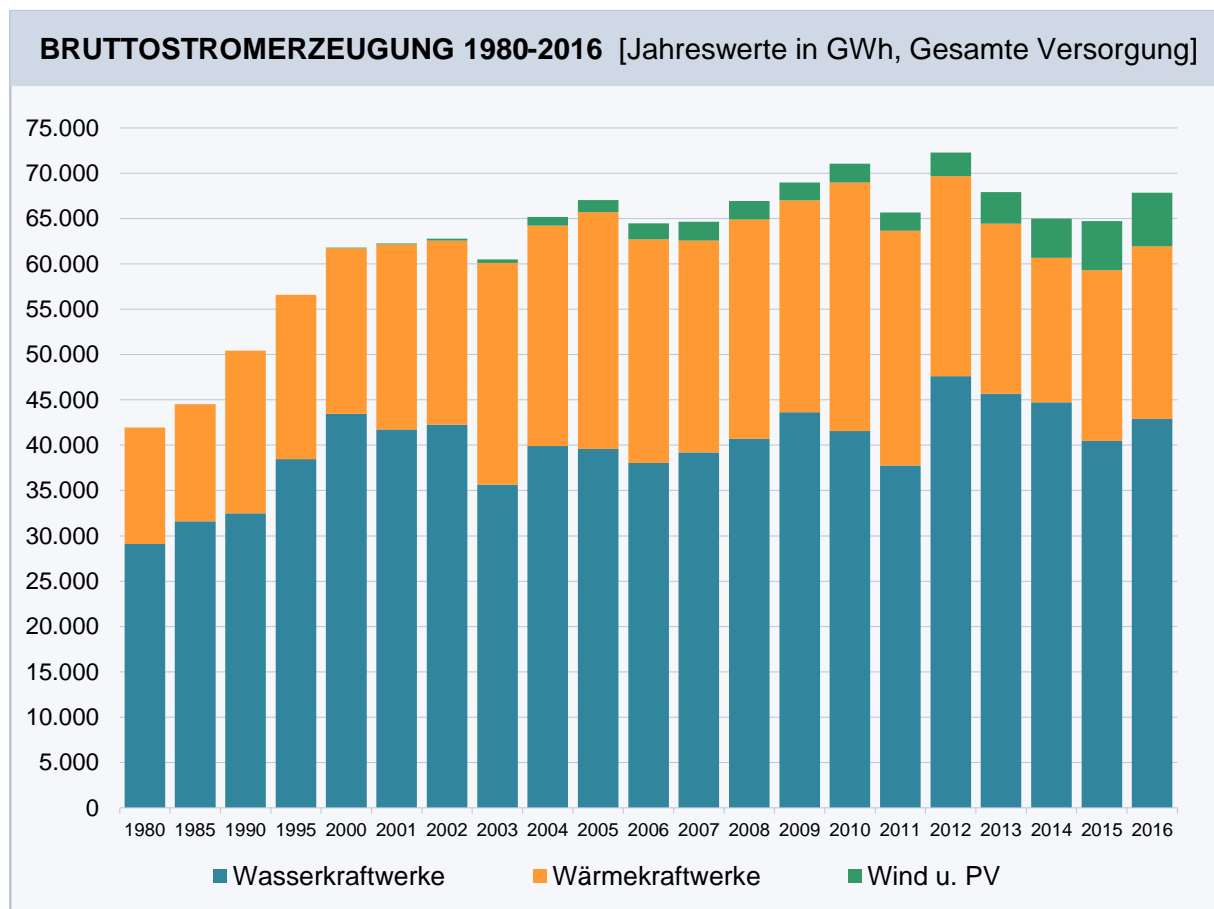


Abbildung 23: Österreichische Bruttostromerzeugung nach Energieträgern (gesamte Versorgung)

Abbildung 23 gibt einen Überblick über die österreichische Bruttostromerzeugung²¹ der letzten Jahrzehnte. Die historischen Daten zeigen die traditionelle Dominanz der Wasserkraft, die nach wie vor über 60% der gesamten inländischen Erzeugung elektrischer Energie liefert. Dabei ermöglichen Laufkraftwerke stetige Grundlastdeckung, während Speicherkraftwerke vornehmlich der Spitzenlastdeckung dienen. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke gleicht die saisonalen Erzeugungsmuster der Wasserkraft aus und leistet somit einen unverzichtbaren Beitrag zur nationalen Versorgungssicherheit. Die vollständige Strommarktliberalisierung im Jahr 2001 und die damit verbundenen Entwicklungen hinsichtlich der Schaffung eines gemeinsamen europäischen Strommarktes haben das Umfeld für Kraftwerksbetreiber fundamental verändert. Stärkerer Wettbewerb und neue Beschaffungs- und Vermarktungsmöglichkeiten führten auch zu höherer Volatilität in der inländischen Stromerzeugung. Darüber hinaus wurde die österreichische Erzeugungsstruktur in den letzten

²¹ Gesamte Erzeugung elektrischer Energie in Österreich (inkl. Eigenerzeugung). Um die Übersichtlichkeit in Abbildung 23 zu erhöhen, wurden die Werte bis 2000 auf Basis von 5-Jahresdurchschnitten zusammengefasst.

zwei Dekaden durch die Hinwendung zu Ökostrom nachhaltig erweitert. Die Aufbringung aus Wind und Photovoltaik²² umfasste 2016 bereits 8,7% der gesamten Bruttostromerzeugung.

4.1.2.3 Nettoerzeugung und öffentliche Versorgung

In jüngerer Vergangenheit waren es vor allem die Herausforderungen der umfassenden europäischen Marktintegration sowie der Ausbau erneuerbarer Erzeugung und die damit in Verbindung stehenden sinkenden Strompreise, die die Rahmenbedingungen im Bereich der inländischen Stromerzeugung bestimmt haben. Um die Auswirkungen dieser Tendenzen auf die nationale Versorgungssicherheit klarer einordnen zu können, ist es erforderlich, die Dynamiken der österreichischen Stromproduktion auf verschiedenen Ebenen zu analysieren. Um die traditionelle Leistungsbetrachtung durch eine energetische Perspektive erweitern zu können, ist es notwendig Erzeugungsdaten auf mehreren zeitlichen Aggregationsebenen zu verwenden, die auch eine Unterscheidung verschiedener Produktionstechnologien zulassen. Aufgrund dieser Datenanforderungen wurden für die folgende Analyse die von der E-Control erhobenen Daten der Einspeisung ins öffentliche Netz verwendet. Dabei ist zu erwähnen, dass diese Produktionswerte der öffentlichen Versorgung nicht die gesamte Stromerzeugung Österreichs umfassen, da es sich um Nettowerte handelt, die die selbst verbrauchte Energie industrieller Eigenerzeuger nicht berücksichtigen. Für die im Rahmen dieses Berichts notwendigen Analysen eignen sich diese Daten dennoch, weil sich lediglich die Einspeisevolumina, nicht aber die Entwicklungsdynamiken von Erzeugung und Eigenverbrauch im Industriebereich unterscheiden.

Um den Fokus auf aktuelle Entwicklungen zu legen, wird ein 5-Jahresvergleich angestellt. Dabei zeigt sich ein klarer Zusammenhang zwischen der Preisentwicklung im deutsch-österreichischen Großhandel und der österreichischen Stromaufbringung in der öffentlichen Versorgung (Abbildung 24). Durch den Strompreisabschwung der letzten 5 Jahre entwickelte sich auch die Einspeisung aus inländischer thermischer Produktion rückläufig. Die vergleichsweise stabile Stromnachfrage wurde dadurch immer stärker durch günstige Stromimporte gedeckt. Vor allem der starke Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland spielte dabei eine wesentliche Rolle, da diese Anlagen (im Vergleich zu den inländischen Wärmekraftwerken) zu deutlich niedrigeren Grenzkosten produzieren können. Getrieben durch diesen Preiseffekt erreichte die Inlandserzeugung 2015 aufgrund deutlich geringerer Auslastung der österreichischen Wärmekraftwerke ein Fünfjahresminimum, während die physischen Nettoimporte im gleichen Jahr den bisherigen Maximalwert erreichten. Dementgegen setzte im Jahr 2016 eine zumindest kurzfristige Trendwende ein –

²² Den weitaus größten Anteil nimmt dabei die Winderzeugung mit einer Engpassleistung von 2.730 MW ein (laut Kraftwerkspark mit Stichtag zum 31.12.2016). Photovoltaikanlagen erreichen eine Engpassleistung von 1.031 MW. Darüber hinaus existieren auch Produktionsmöglichkeiten aus Geothermie - diese sind jedoch nur in einem sehr geringen Ausmaß vorhanden (≈ 1 MW).

aufbringungsseitig stieg die Einspeisung aus inländischer Erzeugung und fiel die Nettoimportmenge wieder auf das Niveau von 2013. Die derzeit verfügbaren Daten für das Jahr 2017 legen zusätzlich den Schluss nahe, dass die österreichische Stromerzeugung auch in diesem Jahr weiter ansteigen wird. Die physischen Importe sind im ersten Quartal 2017 weiter zurückgegangen, stiegen jedoch im 2. Quartal durch die anhaltend schwache Laufkrafterzeugung wieder an.

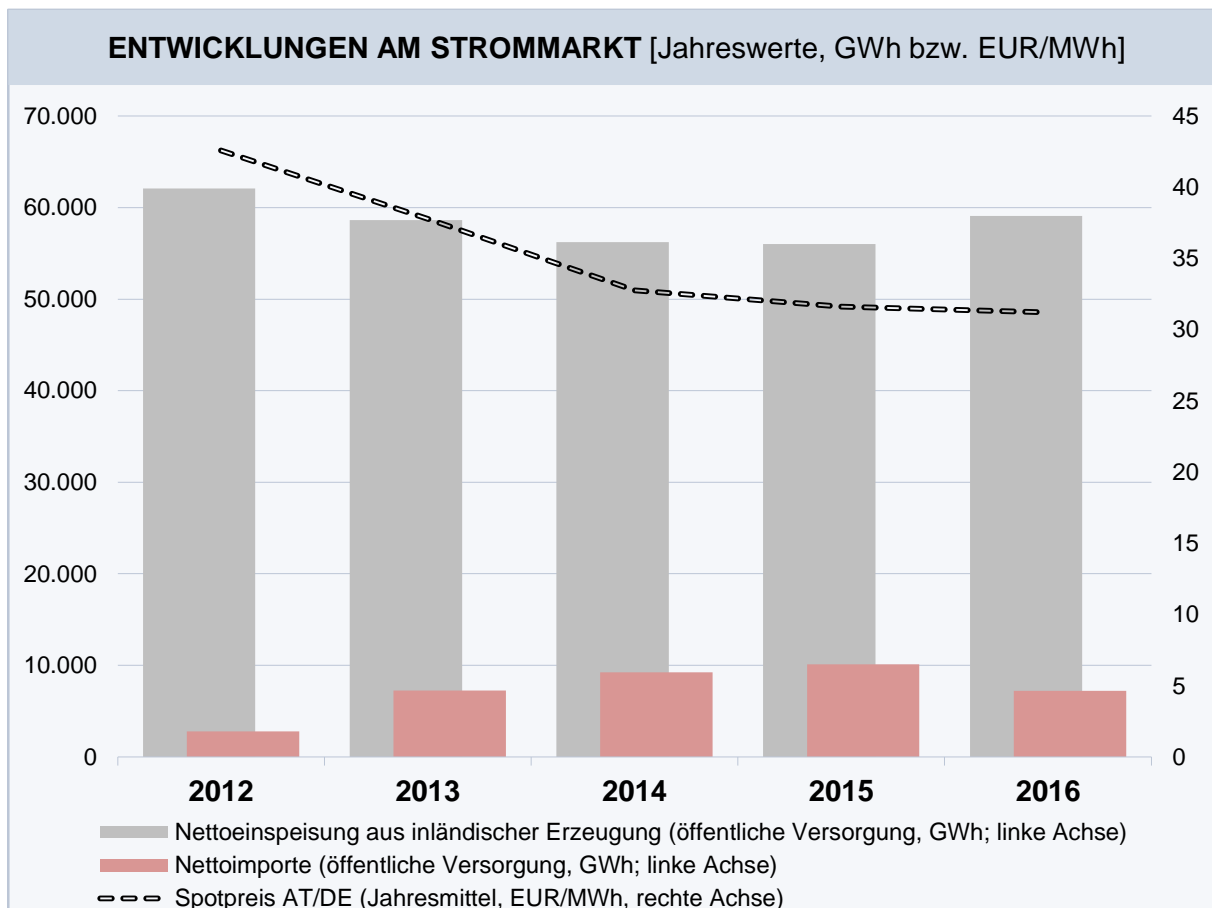


Abbildung 24: Aufbringung und Preisentwicklung in Österreich

Für die detaillierte unterjährige Untersuchung der österreichischen Energieversorgungssicherheit im Kontext der nationalen Erzeugung wird im Folgenden sowohl auf die kurzfristige Lastdeckung anhand vorhandener Kraftwerksleistung als auch auf die energetische Deckung des Bedarfs eingegangen. Mithilfe kraftwerksscharfer Einspeisedaten²³, die der E-Control in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, können hochfrequente Zeitreihenmuster analysiert werden (Abbildung 25). Dabei offenbaren sich die Erzeugungs- und Lastschwankungen im täglichen Verlauf. Peak- und Off-Peak-Verläufe sind deutlich

²³ Nettoeinspeisung von inländischen Kraftwerken ins öffentliche Netz. Seit 2015 kann eine Einteilung nach fünf Erzeugungskategorien vorgenommen werden: 1. Laufkraftwerke (> 25 MW); 2. Speicherkraftwerke (> 25 MW); 3. Wärmekraftwerke (> 25 MW); 4. Winderzeugung; 5. Sonstige Einspeisung berechnet als Residualgröße im Vergleich zur Gesamteinspeisung → Kraftwerke mit Engpassleistung unter 25 MW (Photovoltaik, Kleinwasserkraft, Biogas etc.).

erkennbar. Auch Kalendereffekte, die sich in Niveauunterschieden zwischen Arbeitstagen, Wochenenden und Feiertagen manifestieren, werden auf dieser Ebene deutlich. In Abbildung 25 zeigen die Differenzen zwischen dem Netzverbrauch²⁴ (schwarz unterbrochene Linie) und der Einspeisung aus inländischer Kraftwerkserzeugung (färbige Flächen; untergliedert nach Erzeugungstechnologien), dass die tatsächliche Stromproduktion den österreichischen Netzverbrauch nicht gedeckt hat. In solchen Zeitintervallen war es notwendig, das erforderliche Netzgleichgewicht mittels physischer Importe herzustellen. In diesem Kontext ist jedoch zu betonen, dass die hier dargestellte tatsächliche Erzeugung als Marktergebnis zu verstehen ist. Es handelt sich dementsprechend um die national realisierte Allokation zu gegebenen Marktpreisen. Die Tatsache, dass die gesamte Einspeisung zu einem bestimmten Zeitpunkt unter dem Netzverbrauch liegt, bedeutet nicht, dass es zu diesem Zeitpunkt nicht möglich gewesen wäre, den Verbrauch durch inländische Erzeugung zu decken, sondern, dass dies durch die Marktallokation nicht geschehen ist.

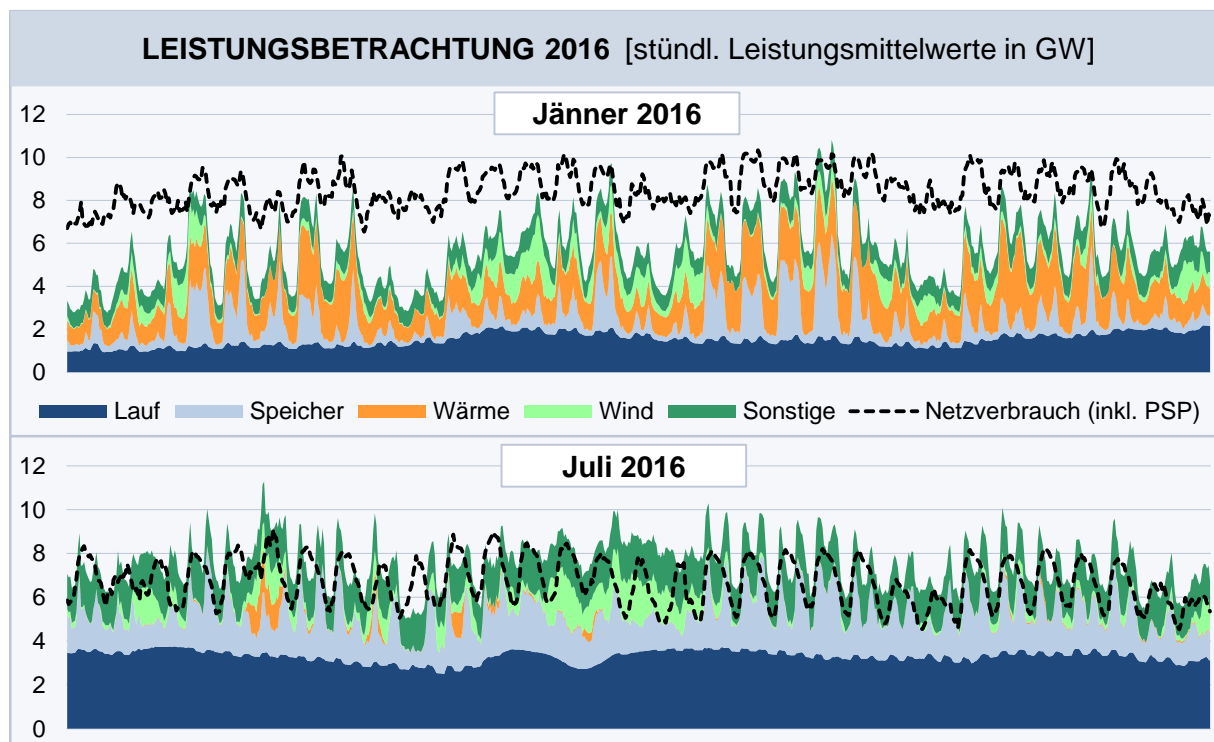


Abbildung 25: Saisonalität der österreichischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)

Anhand der exemplarischen Gegenüberstellung der stündlichen Lastdeckung im Jänner und Juli des Jahres 2016 werden in Abbildung 25 die stark ausgeprägten saisonalen Unterschiede der österreichischen Erzeugungsstrukturen sichtbar. Diese Saisonunterschiede verdeutlichen eine Hauptproblematik der Gewährleistung der österreichischen Energieversorgungssicherheit. Im Frühjahr und Sommer steht durch die hohe

²⁴ Der Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) ist in dieser grafischen Darstellung inkludiert.

Laufkrafterzeugung und den starken natürlichen Speicherzufluss ausreichend Leistung aus den großen Wasserkraftanlagen (> 25 MW) zur Verfügung. Zusammen mit der Einspeisung aus Windkraftanlagen und den sonstigen kleinen Kraftwerken (< 25 MW) kann der in diesen Jahreszeiten vergleichsweise geringe Netzverbrauch auch ohne thermische Erzeugung gedeckt werden. Diese Erzeugungssituation beginnt sich typischerweise im Spätsommer zu ändern. Laufkrafterzeugung und natürlicher Zufluss der Speicherkraftwerke gehen stark zurück. Die Speicher eignen sich daher kaum noch zur Nettoenergieproduktion und werden aus wirtschaftlichen Gründen zur reinen Spitzenlastdeckung verwendet. Fallende Temperaturen erhöhen darüber hinaus die Stromnachfrage und damit auch die Strompreise. Im Wintermonat Jänner erreichen diese Saisoneffekte typischerweise ihre stärkste Ausprägung und die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken nimmt einen wesentlichen Teil der Gesamteinspeisung ein. Durch die bereits angesprochenen niedrigen Strompreise und den vorhandenen Grenzkostenunterschieden zwischen inländischen Wärmekraftwerken und ausländischen (vornehmlich deutschen) Erzeugungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energieträgern kam es in der Zeit zwischen 2012 und 2016 zu einer deutlich stärkeren Ausweitung der Stromimporte zur Erzielung des Netzgleichgewichts.

Durch höhere zeitliche Aggregation der viertelstündlichen Kraftwerkseinspeisungsdaten ist es möglich, kurzfristige Volatilitäten zu glätten und so den Fokus auf andere Komponenten der Erzeugungsdynamik zu legen. Im Rahmen des Versorgungssicherheitsmonitorings werden Wochensummen (in GWh) für alle Produktionskomponenten berechnet, um eine energetische Betrachtungsebene zu eröffnen. Diese Aggregation eliminiert die in diesem Zusammenhang weniger relevanten Stunden- und Tagesschwankungen, ohne eine zu starke Glättung (wie Monats- oder Jahressummen) vorzunehmen. Die aktuellen Wochenberechnungen für das Kalenderjahr 2016 werden in Abbildung 26 illustriert. Wie schon exemplarisch auf Leistungsebene anhand der Monate Jänner und Juli angedeutet, zeigt sich auf Wochenebene ein klareres Bild der saisonalen Bedarfsdeckung. Vor allem durch die hohe Lauf- und Speichereinspeisung war Österreich in den Kalenderwochen 20 bis 33 auf Basis der nationalen Aufbringung ein energetischer Nettoexporteur. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass in Österreich in über drei Viertel der Wochen Nettoimporte zur Bedarfsdeckung verwendet wurden.

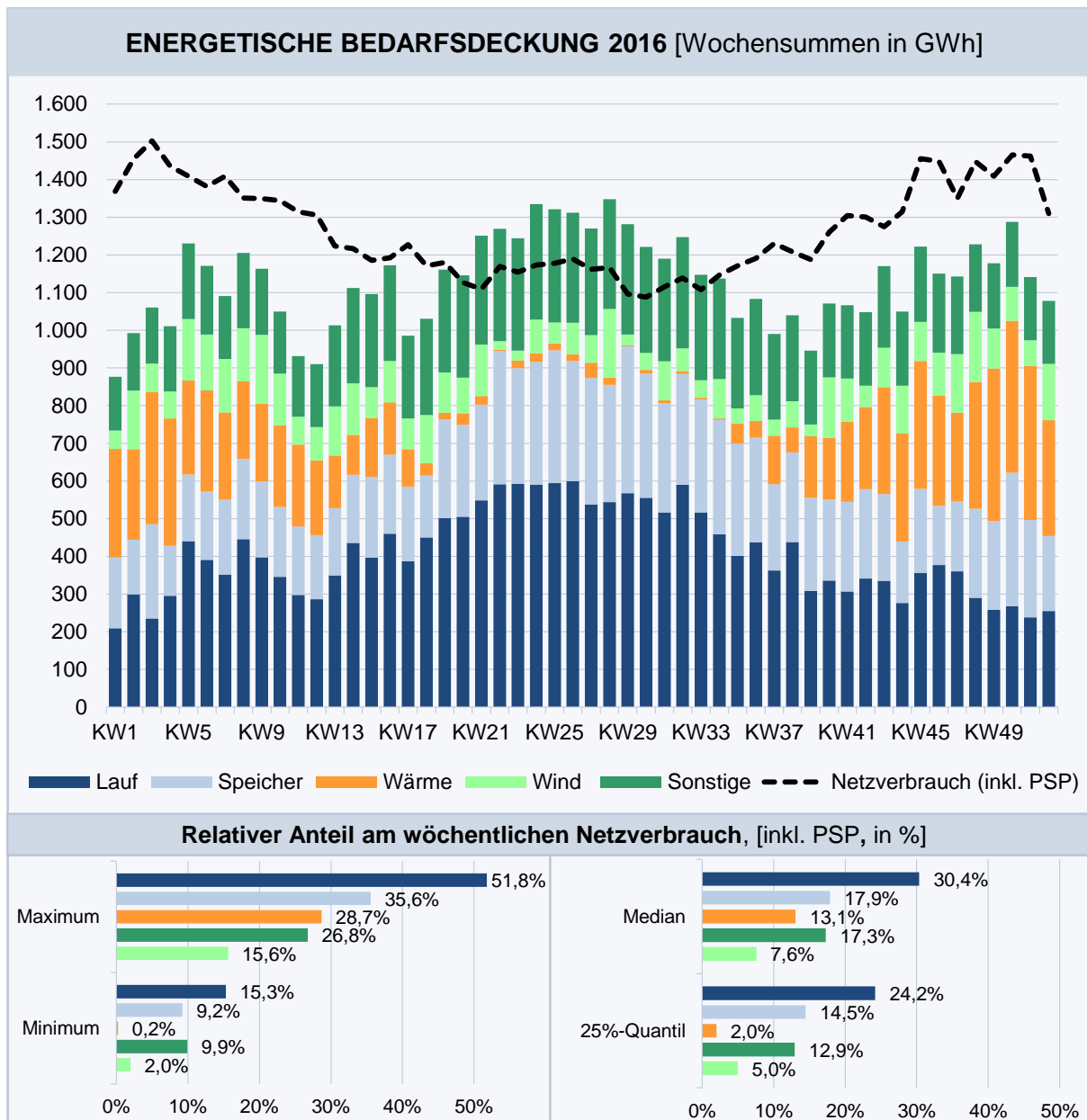


Abbildung 26: Tatsächliche energetische Bedarfsdeckung nach Technologien (öffentliche Versorgung)

Um den Beitrag verschiedener Technologien zu analysieren, berechnet die E-Control einige statistische Indikatoren auf Basis des relativen Anteils der tatsächlichen Nettoeinspeisung jeder Erzeugungskategorie gemessen am jeweiligen öffentlichen Wochenverbrauch. So ergibt sich ein Jahresmaximum von 51,8% und ein Jahresminimum von 15,3% der wöchentlichen Bedarfsdeckung durch Laufkraftwerke (> 25 MW). Über alle Wochen des Jahres 2016 ergibt sich ein Median²⁵ von 30,4% und ein 25%-Quantil²⁶ von 24,2% für die Einspeisung von

²⁵ Im Unterschied zum häufig verwendeten arithmetischen Mittel stellt der Median jenen Zentralwert dar, der die zur Verfügung stehende Stichprobe in zwei gleich große Hälften teilt. Diese Methode berücksichtigt somit auch die mögliche Schiefe der Stichprobenverteilung und ist auch gegenüber Ausreißern robust.

²⁶ Das (empirische) 25%-Quantil (oder unteres Quartil) beschreibt jenen Wert, unter welchem 25% der vorhandenen Stichprobe fallen. Analog haben 75% der Stichprobe einen Wert über dem unteren Quartil.

Laufkraftwerken (> 25 MW). Unterjährig schwankt die Bedarfsdeckung durch thermische Kraftwerke zwischen 0,2% und 28,7% des Netzverbrauchs; dies zeigt die Schwierigkeiten dieser Technologie im Marktumfeld des Jahres 2016. Die berechneten Indikatoren eignen sich besonders gut zur Bewertung der energetischen Zuverlässigkeit erneuerbarer Energieträger. Für Windenergie ergibt sich ein Bedarfsdeckungsmaximum von 15,6% und ein Median von 7,6%. Zusätzlich trägt die Erzeugung aus Windparks in drei Viertel der Wochen zumindest 5% des öffentlichen Netzverbrauchs. Diese Werte erscheinen durchaus beachtlich, da Winderzeugungsanlagen im Jahr 2016 nur etwa 10% der installierten Gesamtleistung einnahmen und wetterbedingten Schwankungen unterliegen.

4.1.2.4 Volllaststunden je Technologie

Im letzten Abschnitt wurde bereits darauf hingewiesen, dass die tatsächliche Erzeugung aufgrund vielfältiger Entscheidungsparameter beträchtlich vom Erzeugungspotenzial abweichen kann. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, stellen die sogenannten Volllaststunden ein nützliches Maß zur Analyse der Auslastung von Kraftwerken dar. Diese ergeben sich aus der tatsächlich eingespeisten Energie eines Kraftwerks geteilt durch die jeweilige Kraftwerksengpassleistung²⁷. Tabelle 1 illustriert die Anzahl der jährlichen Volllaststunden für 2015 und 2016. Obwohl die inländische Gesamterzeugung in den letzten Jahren insgesamt gering ausgefallen ist, kann anhand des Volllaststundenvergleiches der letzten beiden Jahre festgestellt werden, dass die Auslastung inländischer Kraftwerke zuletzt wieder angestiegen ist. Die Unterscheidung nach Energieträgern und Größenklassen gibt zusätzliche Einblicke in die Struktur der österreichischen Erzeugungsauslastung (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Kraftwerksausnutzungsdauer in Stunden (nach Energieträger und Größe)

Engpassleistungs- klasse (in MW)	Volllaststunden im Jahr 2016 (Werte für 2015 in Klammer)					
	Lauf- kraftwerke	Speicher- kraftwerke	Wärme- kraftwerke	Wind- anlagen	Photovoltaik- anlagen ²⁸	Geothermie- anlagen
< 10 MW	4.484 (4.137)	3.102 (2.792)	5.913 (5.658)	1.912 (2.054)	649 (809)	23 (67)
> 10 MW	5.317 (4.876)	1.585 (1.694)	2.341 (2.180)	1.919 (1.853)	-	-
Gesamt	5.142 (4.723)	1.619 (1.719)	2.601 (2.424)	1.916 (1.943)	-	-

²⁷ Die Engpassleistung entspricht der maximalen elektrischen Dauerleistung, die ein Kraftwerk unter Standardeinsatzbedingungen abgeben kann. Die Erzeugungsgrenze ist hierfür durch den schwächsten Anlagenteil (i.e. Engpass) vorgegeben.

²⁸ Die Werte entsprechen den Berechnungen auf Basis der Einspeisemengen ins öffentliche Netz.

Der geringe Auslastungsgrad von Wind- und Photovoltaikanlagen ist Abbild der hohen natürlichen Schwankungen dieser Energieträger. Aggregiert erreichten die österreichischen Windparks im Jahr 2016 lediglich 1.916 Volllaststunden – gemessen an der möglichen Gesamtstundenanzahl entspricht dies einem relativen Anteil von 21,8%.

Im Gegensatz dazu lag der Wert der zur täglichen Grundlastabdeckung konzipierten Laufkraftwerke bei 5.142 deutlich höher. Trotz dieser höheren Stundenzahl und der zugrundeliegenden stetigen Energieerzeugung realisierten die Laufkraftwerke über das ganze Jahr 2016 betrachtet weniger als 60% ihrer technischen Maximalauslastung - dies zeigt, wie stark die Schwankung der Wasserführung saisonal ausgeprägt ist.

Speicherkraftwerke sind aufgrund ihrer Ausrichtung auf Spitzenlastdeckung und Regelenergie deutlich schwächer ausgelastet. In diesem Bereich existieren auch beträchtliche Unterschiede zwischen Kraftwerkswerksgrößenklassen – mit 3.102 Volllaststunden (35,3% der max. Auslastung) sind Anlagen unter 10 MW intensiver in Verwendung als größere Anlagen (1.585 Volllaststunden, 18% der max. Auslastung).

Ein ähnlicher Effekt zeigt sich in der thermischen Erzeugung. Wärmekraftwerke unter 10 MW erzielen den weitaus höchsten Auslastungsgrad aller hier dargestellten Erzeugungsklassen (5.913 Volllaststunden, 67,3% der max. Auslastung). Das ist vor allem dadurch zu erklären, dass es sich hierbei vor allem um KWK-Anlagen handelt, die zur Wärmegewinnung für Heiz- oder Produktionsprozesse eingesetzt werden und in diesem Prozess auch elektrische Energie erzeugen. Im Gegensatz dazu sind es die großen Wärmekraftwerke, die zuletzt nur noch weniger genutzt wurden. Obwohl die Auslastung im Jahr 2016 im Vergleich zum Jahr 2015 angestiegen ist, wurden lediglich 2.341 Volllaststunden realisiert – das entspricht einer relativen Auslastung von 26,7%. Auch wenn man berücksichtigt, dass diese Kraftwerke auch in der Vergangenheit vor allem im Winterhalbjahr voll eingesetzt wurden, ist dieser Wert dennoch alarmierend, da Wärmekraftwerke offenbar in etwa drei Viertel aller Stunden nicht wirtschaftlich betrieben werden konnten. In der derzeitigen Situation kann daher gefolgert werden, dass große Wärmekraftwerke ihrem eigentlich vorgesehenen Zweck der Grund- und Mittellastdeckung nicht mehr nachkommen.

4.1.2.5 Nettoerzeugung in der Regelzone

Wie schon auf der Verwendungsseite diskutiert, ist die Unterscheidung zwischen öffentlicher Versorgung und Regelzone²⁹ auch aufbringungsseitig von Interesse. Abbildung 27 stellt die Nettoeinspeisung der beiden Netzdefinitionen seit der Regelzonenzusammenlegung 2012 gegenüber. Hauptsächlich durch das Fehlen der Vorarlberger und Teile der Tiroler Kraftwerke

²⁹ Die öffentliche Versorgung umfasst die Regelzonenerzeugung zuzüglich der Einspeisung der Vorarlberger Illwerke und abzüglich der Erzeugung der Anlagen der Vorarlberger Kraftwerke AG in der Bundesrepublik Deutschland.

in dieser Betrachtungsweise liegt die wöchentliche Einspeisung in das Netz der Regelzone schwankend zwischen 20 und 100 GWh unter jener des gesamten österreichischen Netzes. Im Vergleich zur Gesamteinspeisung stellt diese Differenz einen relativ geringen Unterschied dar. Nichtsdestotrotz können auch relativ geringe Unterschiede der verfügbaren Erzeugungskapazitäten zwischen Regelzone und öffentlicher Erzeugung in Knappheitssituationen entscheidend sein. Klare Richtlinien zur Frage, inwieweit Kraftwerke außerhalb der Regelzone im Krisenfall zur Systemstabilität Österreichs beitragen können, sind daher unablässig.

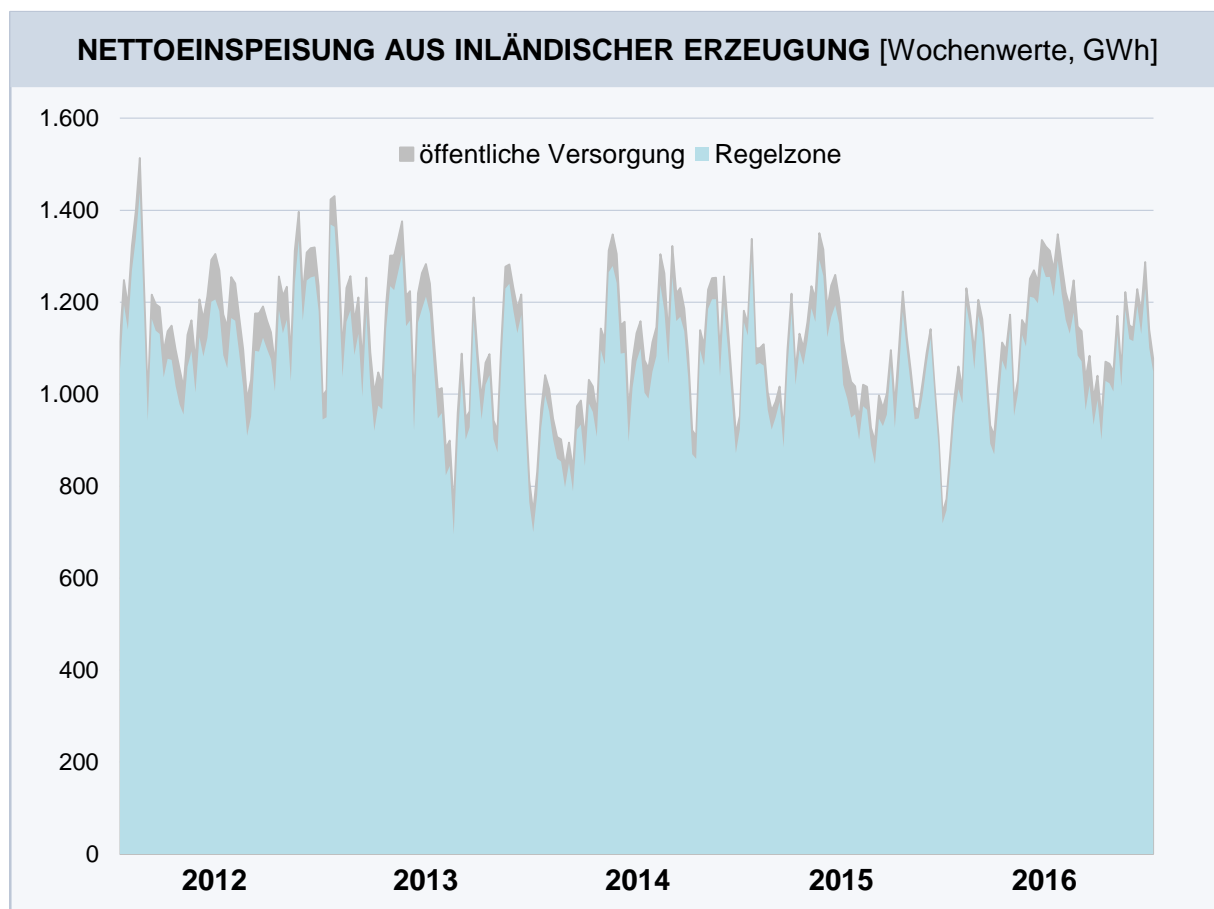


Abbildung 27: Einspeisungsunterschiede zwischen öffentlicher Versorgung und Regelzone

4.1.3 Import

Wie bereits im Abschnitt 4.1.2.3 erläutert sind die physischen Importe aufgrund sich ändernder struktureller und marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen im Zeitraum von 2012 bis 2015 stark gestiegen. Im unterjährigen Verlauf zeigt sich der Beitrag der physischen Importe zur öffentlichen Versorgung als durchaus variabel (Abbildung 28). Es existiert jedoch eine positive Korrelation zwischen den Importen und dem Netzverbrauch. Einen zusätzlich interessanten Aspekt stellt die höhere Volatilität der Importaktivität in der Winterjahreshälfte 2016/17 dar.

Dementgegen verläuft die Entwicklung der physischen Exporte aufgrund technischer Restriktionen deutlich konstanter.

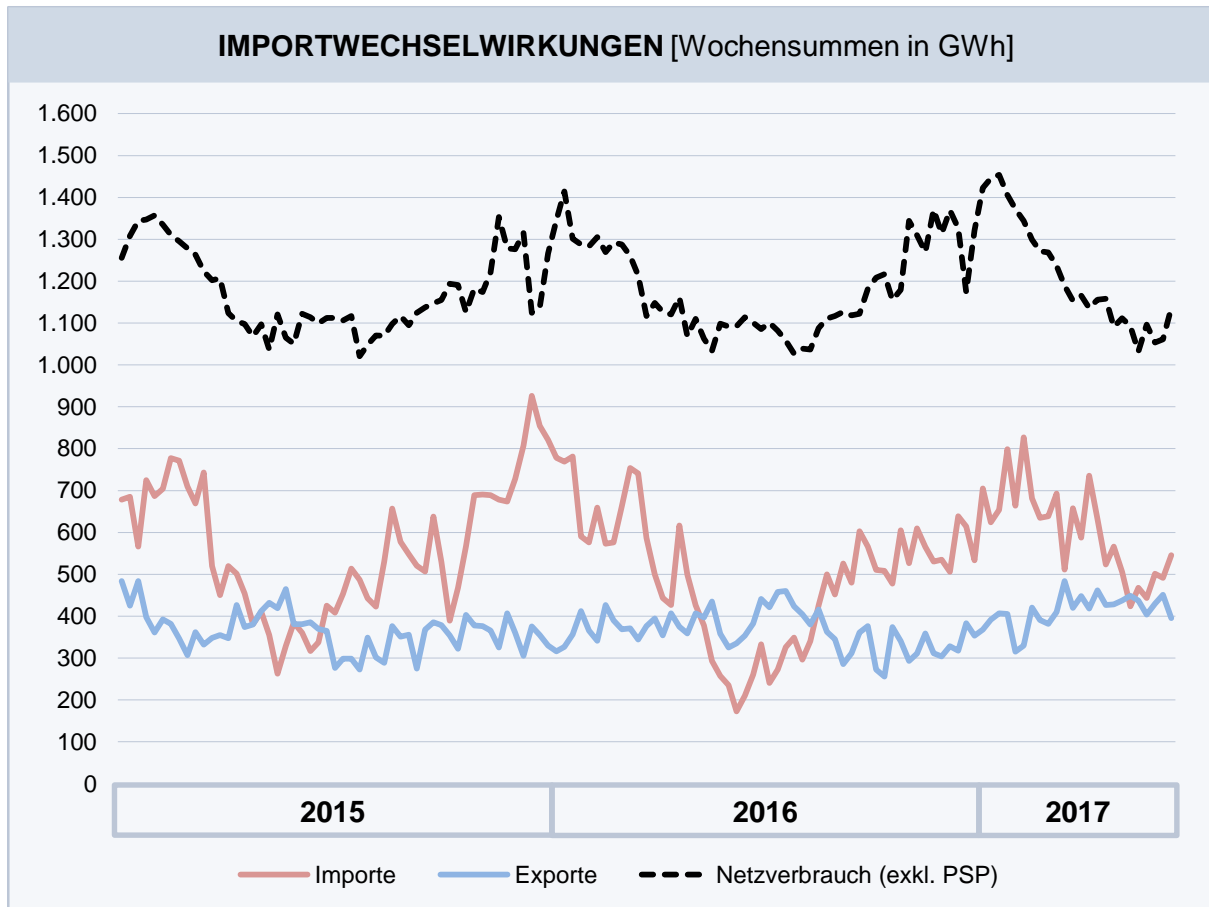


Abbildung 28: Entwicklung von physischen Importen und Exporten (öffentliche Versorgung)

4.1.4 Flexibilität und Demand Response

Flexibilität und Demand Response im Kontext von Versorgungssicherheit wird in den weiteren Ausführungen als Reduktion des Verbrauchs aufgrund externer Signale verstanden. Das Potenzial derartiger Verbrauchsreduktionen hängt stark von der notwendigen Dauer und der Vergütung ab. Die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, insbesondere durch bestimmte Industriebetriebe aber auch generell bis zu kleineren Verbrauchern, ist technisch möglich.

Die Vergütung ist entweder implizit, etwa durch Vorteile beim Energieeinkauf am Spotmarkt, oder explizit möglich, z.B. durch direkte Vergütung für die reduzierte Leistung bzw. Energie.

Bei der Regelreserve sind Verbraucher zugelassen, sofern sie die erforderlichen technischen Voraussetzungen erbringen können. Dies wird im Rahmen der Präqualifikation vom Regelzonenführer geprüft. 2016 wurden fast 20% der aktivierten negativen Sekundärenergie von Verbrauchern, teilweise auch aus unteren Netzebenen, erbracht (ca. 50 GWh). Eine

implizite Beteiligung ist in Österreich im Rahmen des Bilanzgruppensystems möglich, künftig mit der weiteren Einführung von Smart Metern und der Möglichkeit zum Clearing mit tatsächlichen Messwerten (ab 1.2.2018) auch bis zur untersten Netzebene. Die aktuellen Rahmenbedingungen werden zukünftig auch einen Beitrag von kleinen Verbrauchern zur Sicherung der Versorgung erlauben; dieser ist aber, wie dargestellt, von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig.

4.1.5 Case Study Jänner 2017

Im Jänner 2017 kam es durch das unerwartet langanhaltende kalte Wetter in Österreich zu einem nicht-prognostizierten dauerhaften Anstieg des Netzverbrauchs bei gleichzeitig saisonbereinigt unterdurchschnittlicher Lauferzeugung und nur in geringem Umfang vorhandenen Speicherinhalten. Zeitgleich war man in Frankreich und Belgien aufgrund umfangreicher AKW-Abschaltungen auf hohe Importe angewiesen. Hoher Importbedarf herrschte auch in den Balkanländern, verursacht durch schwache Lauferzeugung wegen geringer Wasserführung. In der Schweiz wurden NTC-Werte reduziert, um Exporte einzuschränken, da die Energieinhalte der Speicher bereits auf einem jahreszeitlich gesehen sehr niedrigen Niveau lagen.

In Österreich gestaltete sich die Bedarfsdeckung unter diesen Rahmenbedingungen herausfordernd. Der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG meldete an einigen Tagen der zweiten Jännerhälfte die zweithöchste Warnstufe, die besondere Monitoring-Aktivitäten zur Folge hatte³⁰. Angesichts eingeschränkter physikalischer Importmöglichkeiten war man auf nationale Kraftwerkserzeugungspotenziale angewiesen, die in den Vorjahren auf Basis der mitteleuropäischen Marktallokation nicht notwendig waren. Die Mischung aus hoher Nachfrage und geringem Angebot hatte einen beachtlichen Preisanstieg im Großhandel für die Preiszone DE/AT zufolge - der Preis für das Baseprodukt lag im gesamten Jänner deutlich über dem erwarteten Wert für den Jahresfuture 2017. Am 24.1.2017 wurde im Day-Ahead-Markt eine Preisspitze von 101,9 EUR/MWh (Base) bzw. 130,2 EUR/MWh (Peak) erreicht³¹. Auf Basis dieses ökonomischen Anreizes erreichte die monatliche Erzeugung der Wärmekraftwerke³² ein Fünfjahresmaximum und auch die Speicherbewirtschaftung wurde deutlich intensiviert (Abbildung 29). Dadurch konnte die Spitzenlastdeckung auch während hoher Importknappheit durch inländische Erzeugung sichergestellt werden. Dies gilt aber

³⁰ Große Abweichungen der physikalischen Lastflüsse zu den geplanten Fahrplänen und damit im Zusammenhang stehende Redispatch-Notwendigkeiten verschärften die Situation zusätzlich.

³¹ Dies wird als Indikator für die angespannte Versorgungslage im gesamten Preisraum gewertet. Deshalb wurde auch dieser Zeitraum für eine vertiefte Analyse ausgewählt.

³² Nettoeinspeisung der Wärmekraftwerke (> 25 MW); die Nettoeinspeisung kleinerer Anlagen wurden der Kategorie „Sonstige“ zugeordnet.

natürlich nur für ausgewählte Zeitscheiben. Insgesamt wurden im Jänner 2017 2,8 TWh importiert und 1,7 TWh exportiert und die Preise lagen durchschnittlich bei 52,4 €/MWh, wobei lediglich knapp 40% der Stunden über 50 €/MWh lagen. An jenen Tagen mit besonders hohen Peak-Preisen konnte Österreich sogar als Nettoexporteur auftreten. Nettoimporte wurden zumeist nur in den Nachtstunden bzw. während der Wochenenden (Off-Peak) realisiert. Kritische Situationen in Bezug auf die Netzstabilität ereigneten sich allerdings aufgrund von erheblichen Fahrplanabweichungen und den damit verbundenen Redispatch-Maßnahmen.

Wie stark die inländische Erzeugung durch Entwicklungen am Großhandel geprägt wird, kann am Beispiel der Bedarfsdeckung am Donnerstag, dem 26.1., verdeutlicht werden. An diesem Tag entspannte sich die Versorgungslage in Mitteleuropa zunehmend, was zu einer deutlichen Preisreduktion führte. Sprunghaft entstand so eine deutliche Unterdeckung durch inländische Produktion. Zugleich erreichte der öffentliche Netzverbrauch aufgrund zusätzlicher untätiger Pumpspeicherung kurzfristig einen Wert von über 11 GW in der öffentlichen Versorgung. Erzeugungsseitig waren jedoch nur geringe Leistungswerte der Windeinspeisung gegeben und die Speicherkraftwerke trugen kaum noch zur Spitzenlastdeckung bei. Durch die stärkere Integration schwankender Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (vor allem Wind) und möglicherweise steigende Importrestriktionen werden daher stetige Risikoeinschätzungen potenzieller Gefahrenkombinationen immer wichtiger.

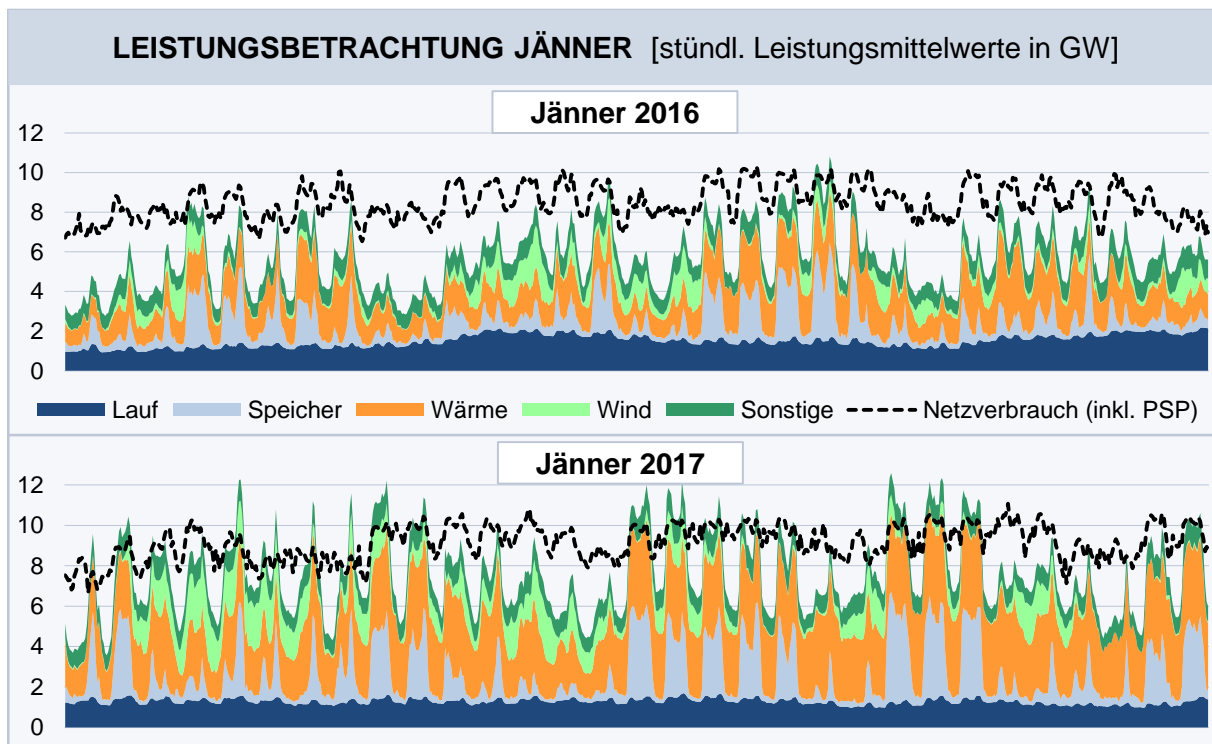


Abbildung 29: Jännervergleich der stündlichen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)

In der energetischen Wochenbetrachtung zeigen sich die Unterschiede zu den Vorjahren besonders eindringlich (Abbildung 30). Dabei ist zu beachten, dass diese realisierte Unterdeckung durch heimische Erzeugung im Jänner 2017 insgesamt geringer war als in den Vergleichsmonaten der Vorjahre, in denen Importmöglichkeiten im üblichen Ausmaß vorhanden waren und somit eine stärkere Verdrängung inländischer Wärmekraftwerke eintrat.

Wie bereits angesprochen war der Jänner 2017 durch eine besondere Kältewelle geprägt, die profunde nachfrageseitige Auswirkungen hatte. Der Netzverbrauch stieg in der zweiten Kalenderwoche deutlich über den Wert der Vorjahre und verharrte auf diesem Niveau für mehrere Wochen. Die inländische Erzeugung reagierte aber erst mit einer einwöchigen Verspätung auf diesen Nachfrageanstieg. Obwohl im Bereich der Wärmekraftwerke die Produktion erhöht wurde, kam es insgesamt zu einem Rückgang der eingespeisten Energie, da die Speicher- und Winderzeugung abflaute. Die insgesamt rückläufige Speichereinspeisung in der zweiten Jännerwoche ist ökonomisch möglicherweise durch die Bewertung des Wasserwertes bedingt – steigende Strompreiserwartungen könnten zunächst einen Anreiz geschaffen haben, die Einspeisung des verfügbaren Energieinhalts aufzuschieben.

In den darauffolgenden Kalenderwochen 3 und 4, die unter dem Gesichtspunkt der Netzstabilität als besonders kritisch eingeschätzt wurden und während derer die Strompreise ihr höchstes Niveau erreichten, stieg die gesamte Nettoeinspeisung aufgrund erhöhter Speicherproduktion und weiterer Ausdehnung der thermischen Erzeugung sprunghaft an. Neben der Importproblematik waren es in diesen zwei Wochen die wetterbedingt schwachen Erzeugungswerte von Wind- und Laufkraftwerken, die die Bedarfsdeckung energetisch deutlich erschwerten.

Die Gesamtheit dieser Umstände lässt den Jänner 2017 als eine Art Worst-Case-Szenario erscheinen, das sich besonders zur Analyse der derzeitigen Lage der Versorgungssicherheit eignet. Der Umstand, dass sowohl eingeschränkte Importmöglichkeiten als auch geringe Erzeugungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energieträgern zeitgleich aufgetreten sind, kann verwendet werden, um das sonst marktbasierend ungenützte inländische Erzeugungspotenzial abschätzen zu können.

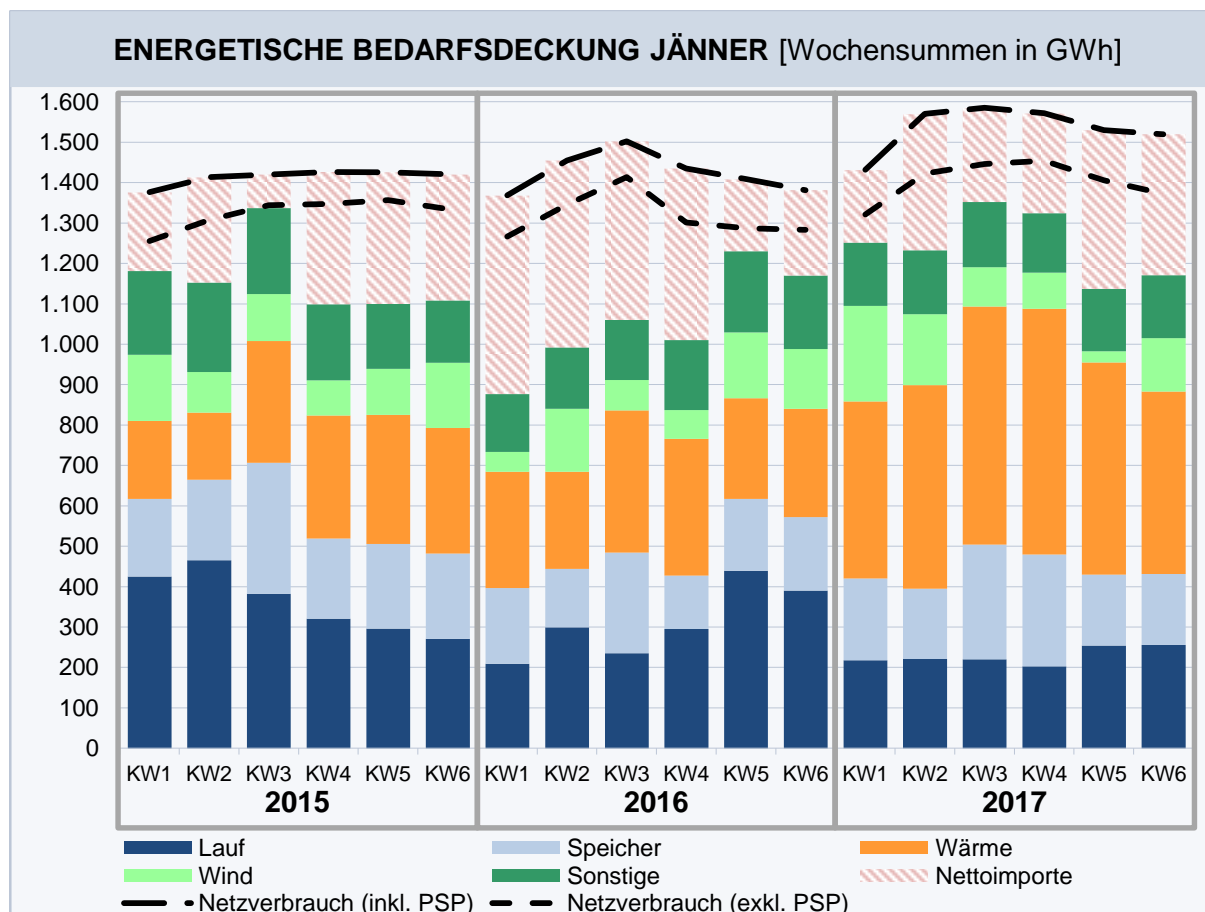


Abbildung 30: Jännervergleich der energetischen Bedarfsdeckung (öffentliche Versorgung)

4.1.6 Abschätzung des österreichischen Bedarfsdeckungspotenzials

Die bisherige Analyse beruht auf den Daten der tatsächlichen Erzeugung. Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 erläutert, wird hierdurch lediglich die realisierte Marktallokation repräsentiert. Die Tatsache, dass Importe einen Beitrag zur Bedarfsdeckung geleistet haben, bedeutet noch nicht, dass im Falle höherer Marktpreise oder sogar einer Energielenkungsmaßnahme nicht genügend Kraftwerkskapazitäten verfügbar gewesen wären. Um diesen Aspekt Rechnung zu tragen, ist es notwendig, eine Abschätzung der inländischen Versorgungsmöglichkeiten zu geben. Generell umfasst Österreichs Erzeugungspotenzial drei Bereiche:

- I. Natürliche Erzeugung
- II. Marktpotenzial Wärme
- III. Speicherleerung

In einem ersten Schritt wird die natürliche Erzeugung berechnet. In diesem Bereich werden jene Produktionsmöglichkeiten einbezogen, die durch schwankende natürliche Ressourcen bestimmt werden. Diese umfassen die Lauferzeugung (> 25 MW), den natürlichen

Speicherzufluss³³ und die Winderzeugung. Die „sonstige Erzeugung“ umfasst vor allem Kleinwasserkraft, kleine thermischen Anlagen und allenfalls Photovoltaikanlagen und wird deshalb konservativ vollständig der natürlichen Erzeugung zugerechnet. Eine grafische Darstellung der so definierten natürlichen Erzeugung findet sich in Abbildung 31.

Nachfrageseitig wird in der Grafik der Netzverbrauch ohne Pumpspeicherung (PSP) verwendet, da diese energetisch gesehen mit einem Verlust verbunden ist und daher in einer Krisensituation nicht unbedingt möglich ist. Der Fokus soll so bewusst auf die energetischen Überbrückungsmöglichkeiten aus bereits vorhandenen Ressourcen gelegt werden – die zusätzliche Möglichkeit des nicht-natürlichen Wiederbefüllens der Speicher (Pumpbetrieb) wird also aus Konsistenzgründen nicht betrachtet. Diese Annahme kann als durchaus restriktiv angesehen werden, weil die Pumpspeicherung in Zeiten von Lasttälern der vorangegangenen Speicherleerung entgegenwirkt und somit höhere zukünftige Flexibilität ermöglicht. Durch die Wirkungsgradverluste derartiger Prozesse sind die gewonnenen gespeicherten Energieinhalte aber stets kleiner als die dafür erforderliche aufgewandte Pumparbeit – dementsprechend wäre der zusätzliche wöchentliche Netzverbrauch stets größer als der zusätzliche wöchentliche Speicherinhalt, der zur energetischen Netzverbrauchsdeckung verwendet werden kann. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine hypothetische wöchentliche Bedarfsdeckungsrechnung aus inländischem Erzeugungspotenzial ohne Pumpspeicherung vorgenommen.

³³ Der natürliche Speicherzufluss wird derzeit nicht durch die E-Control erhoben. Anhand der verfügbaren Daten ist es aber möglich eine Näherung zu berechnen. Dazu nutzen wir die theoretische Äquivalenz des energetischen Speicherinhalts zum Zeitpunkt t (S_t) und dem Speicherinhalt der Vorperiode (S_{t-1}) abzüglich der zwischenzeitlich eingespeisten Energie (E_t), zuzüglich dem zeitlich äquivalenten Pumpverbrauch (P_t) mit angenommenen Wirkungsgrad von 75% und der Restgröße des natürlichen Zuflusses (NZ):

$$S_t = S_{t-1} - \sum_T E_T + \sum_T P_T * 0,75 + NZ$$

Durch Bildung der Speicherinhaltsdifferenz (ΔS_t) kann der natürliche Zufluss durch die bekannten Flussgrößen ermittelt werden:

$$NZ = \Delta S_t + \sum_T E_T - \sum_T P_T * 0,75$$

Beim natürlichen Zufluss ist zu beachten, dass dieser theoretisch zur Einspeisung verwendet werden kann ohne den zugrundeliegenden Speicherinhalt zu verändern. Die vorhandenen Ressourcen werden somit nicht beeinflusst und entsprechen somit unserem Konzept von natürlichem Erzeugungspotenzial.

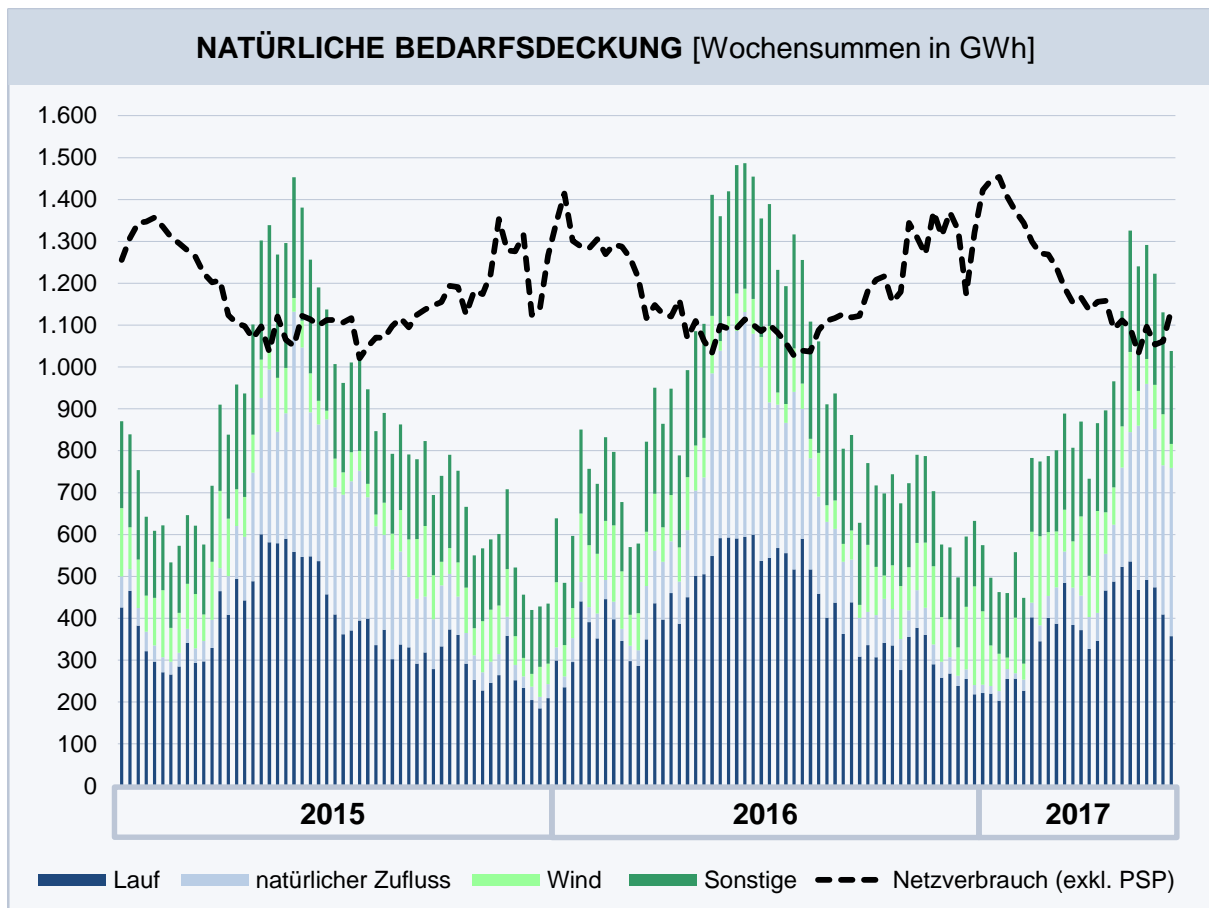


Abbildung 31: Energetische Bedarfsdeckung durch natürliche Erzeugungsmöglichkeiten (öffentliche Versorgung)

Die obige Abbildung zeigt die Berechnungsergebnisse der wöchentlichen Erzeugungsmöglichkeiten aus natürlichen Potenzialen³⁴. Dabei werden zunächst die Erkenntnisse bestätigt, die bereits durch die Analyse der tatsächlichen Einspeisung getroffen worden sind (siehe Abbildung 26). Die Erzeugungsmöglichkeiten aus Laufkraft und natürlichem Speicherzufluss verhalten sich antizyklisch zum Netzverbrauch. Die Bedarfsdeckung durch natürliche Ressourcen ist während des Winterhalbjahres bei weitem nicht gegeben. Um diese Unterdeckung auszugleichen, existieren zwei weitere Erzeugungspotenziale – Wärme und Speicher.

Die in Österreich verfügbaren Wärmekraftwerke können prinzipiell zur Banderzeugung verwendet werden. Hierbei muss jedoch auch auf die technische Verfügbarkeit Rücksicht genommen werden, die vor allem auch durch ökonomische Erwägungen beeinflusst wird. Das Abschätzen des marktgetriebenen Potenzials gestaltet sich schwierig, weil die historischen Einspeisewerte der thermischen Kraftwerke von hoher Preiselastizität geprägt sind. Das niedrige Preisniveau führte daher zu einer schwachen Auslastung in den letzten Jahren – diese

³⁴ An dieser Stelle werden die Potenziale der Wärmekraftwerke (> 25 MW) oder die energetische Entleerung der verfügbaren Speicherinhalte noch nicht berücksichtigt.

Daten reflektieren daher nicht, welche Erzeugungsmöglichkeiten tatsächlich verfügbar gewesen wären. Folglich verwenden wir den aggregierten Einspeisewert in der als besonders kritisch eingeschätzten vierten Kalenderwoche³⁵ 2017 als Benchmark für die marktgetriebene thermische Maximaleinspeisung. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die durch die Knappheitssituation hervorgerufene Preissteigerung eine marktbasierende Vollausslastung aller verfügbaren Wärmekraftwerke zur Folge hatte³⁶. Das daraus erkenntliche Marktpotenzial der Wärmekraftwerke (> 25 MW) wird anhand der Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik fortgeschrieben um zeitliche Vergleichbarkeit herzustellen³⁷.

Die Möglichkeiten der energetischen Bedarfsdeckung der öffentlichen Versorgung sollen im nächsten Schritt durch die tatsächliche natürliche Nettoeinspeisung und dem Marktpotenzial der Wärmekraftwerke dargestellt werden (siehe Abbildung 32). Der Erzeugungswert der Wärmekraftwerke entspricht dabei der soeben definierten verfügbaren Maximaleinspeisung. Dabei wird unterstellt, dass stets ein zum Einsatz der Wärmekraftwerke ausreichend hohes Preisniveau vorherrscht, wovon in einer versorgungstechnischen Knappheitssituation auszugehen ist. Aus der Grafik ist klar erkenntlich, dass es seit 2015 immer wieder Wochen gab, in denen die natürliche Erzeugung und das Wärmepotenzial nicht ausreichend waren um den Netzverbrauch zu decken (entspricht den weißen Flächen unterhalb des Netzverbrauchs). Diese hypothetischen wöchentlichen Deckungslücken³⁸ existieren ausschließlich während des Winterhalbjahres (Oktober bis März) und sind somit Ausdruck der saisonal bedingten geringen Erzeugungsmöglichkeiten aus Laufkraftwerken und natürlichem Zufluss bei gleichzeitig hohem Netzverbrauch während dieser Monate. Um diese hypothetische Unterdeckung mithilfe inländischer Ressourcen zu überbrücken, bietet die österreichische Versorgungsinfrastruktur in letzter Instanz auch noch die Möglichkeit die vorhandenen Speicher zu entleeren.

³⁵ Montag, 23. Jänner – Sonntag, 29. Jänner

³⁶ Dies entspricht nicht zwingend der Vollausslastung auf Basis der technisch möglichen Engpassleistung, sondern einem marktbasierenden Maximalwert, der durch den ökonomischen Anreiz eines außergewöhnlich hohen Preisniveaus geschaffen wurde.

³⁷ Hierbei entspricht der Wert der vierten Kalenderwochen der tatsächlich realisierten Nettoeinspeisung der Wärmekraftwerke (= Benchmark). Dabei ist darauf hinzuweisen, dass es im betreffenden Wärmesegment (> 25 MW) den gesamten Jänner hindurch zu keinen gemeldeten Kraftwerksausfällen kam. Dies entspricht einer Ausnahmesituation – um vergleichbare Werte für das Marktpotenzial der Wärmekraftwerke zu generieren, wird der Benchmarkwert anhand der monatlichen blockscharfen Zeitverfügbarkeitsstatistik vor- und rückgerechnet. Dabei werden sowohl geplante Wartungen als auch ungeplante Ausfälle berücksichtigt.

³⁸ Es handelt sich hierbei um die Darstellung kreierter Erzeugungsindikatoren im Zuge der Bewertung der Energieversorgungssicherheit durch inländische Anlagen. Dabei soll lediglich das inländische Erzeugungspotenzial eingeschätzt werden, die tatsächlich realisierte Bedarfsdeckung (siehe Abbildung 26) ist jedoch eine Realisierung des europäischen Strommarktes und ist somit klar von der hier gewählten Darstellung zu unterscheiden.

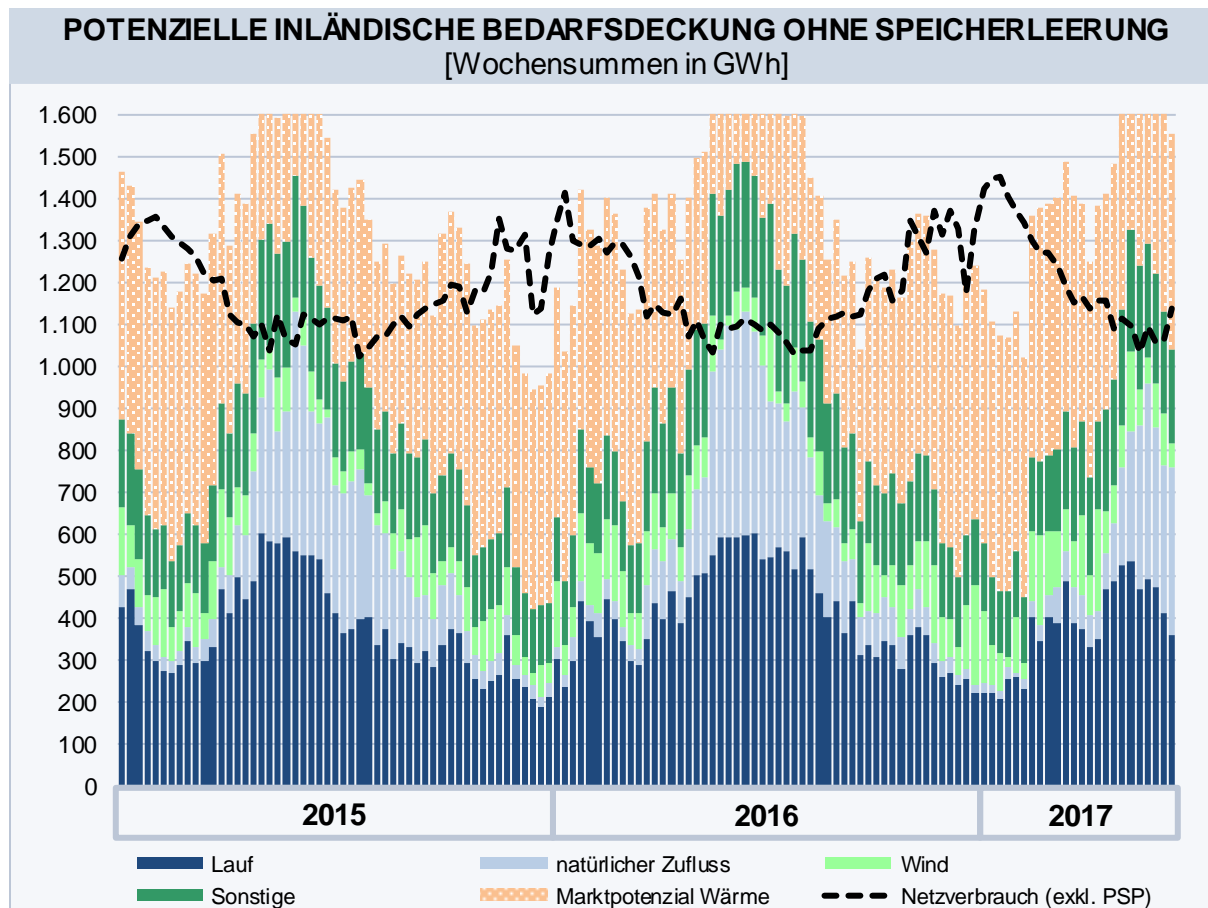


Abbildung 32: Hypothetische Deckungslücke ohne Speicherleerung (öffentliche Versorgung)

Das energetische Fassungsvermögen der Speicher entspricht in etwa dem zwei- bis dreifachen Wochenverbrauch Österreichs. Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der aggregierten Energieinhalte im Zeitraum zwischen 2012 bis 2017. Durch die starke Saisonalität des natürlichen Zuflusses weisen die Füllstände ein ähnliches unterjähriges Muster auf. Typischerweise erreichen die Speicher Anfang September ihren Höchststand und werden danach in unterschiedlichem Ausmaß zur winterlichen Bedarfsdeckung herangezogen. Die marktbezogene Bewertung des Wasserwertes ist hierbei eine entscheidende Determinante für die Einspeiseentscheidungen der Betreiber. In den letzten Jahren ist dabei ein klarer Trend hinsichtlich der früheren Leerung der Speicher erkennbar (vgl. Abbildung 33 untere Grafik). Im Jänner 2017 betrug der verfügbare Speicherinhalt nur etwa 50% des Wertes in der gleichen Periode des Jahres 2012. Ebenfalls zu berücksichtigen sind die vertraglichen Pflichten, die von den Betreibern eingegangen werden. Der Energieinhalt einiger Pumpspeicherkraftwerke ist für den deutschen Markt vorgesehen (hell- und dunkelblaue Flächen in der Grafik). Für die Ermittlung des Speicherpotenzials verwenden wir daher lediglich die für das Inland verfügbaren Speicherinhalte, die aus den bereits diskutierten energetischen Gründen nicht durch Pumpeinsatz verändert werden. Die resultierenden Speicherinhalte können somit als vorhandene Minimalverfügbarkeit interpretiert werden.

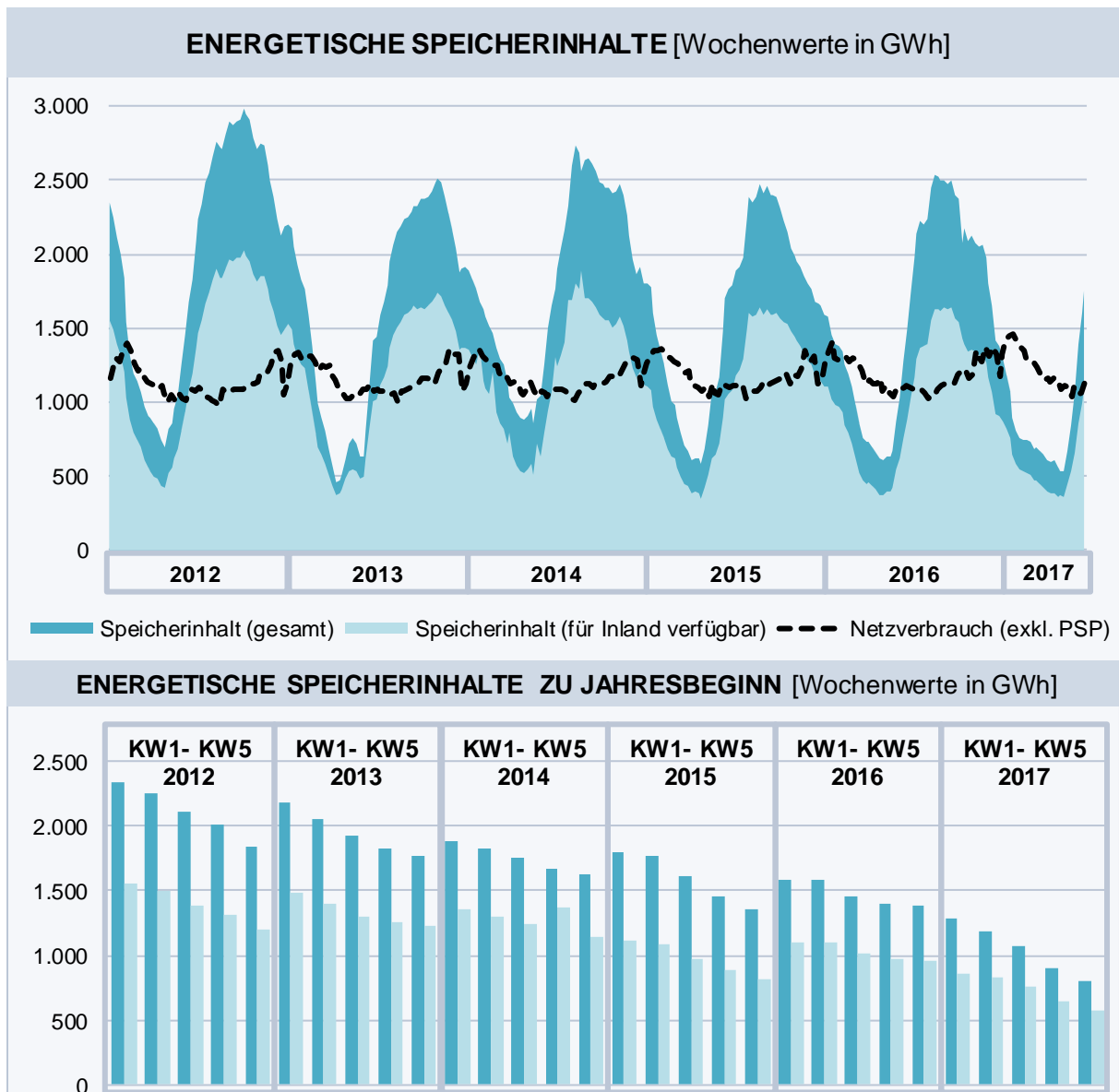


Abbildung 33: Verfügbarer Energieinhalt der Speicher

Nachdem das Maß für die Speicherinhalte festgelegt wurde, kann ermittelt werden, wie viel des zur Verfügung stehenden Speicherinhalts verwendet werden müsste, um die in diesem Abschnitt definierte hypothetische wöchentliche Deckungslücke auszugleichen³⁹. In Abbildung 34 wird diese Szenarienbetrachtung für jede Woche im Zeitraum zwischen Jänner 2015 und Juni 2017 vorgenommen.

³⁹ Zusätzlich müssen auch die Engpassleistung sowie die Übertragung und Verteilung der Speicherezeugung berücksichtigt werden. Aus diesem Grund verwenden wir historische Einspeisedaten, um zu eruieren, welche Aufbringung tatsächlich möglich ist. Auf Basis historischer Daten nehmen wir einen Maximalwert von 400 GWh pro Woche an. Dies entspricht dem historischen Höchstwert an Speicherproduktion der letzten 10 Jahre.

2016 kam es daher erstmals zu einer Situation, in der die notwendige Speicherentleerung zur Überbrückung der hypothetischen Deckungslücke über ein Drittel des verfügbaren Speicherinhalts erforderlich gemacht hätte – das in dieser Woche auftretende inländische Erzeugungspotenzial wäre somit bei gegebenem Netzverbrauch erstmals nicht ausreichend gewesen, um das Netzgleichgewicht über drei Wochen sicherzustellen.

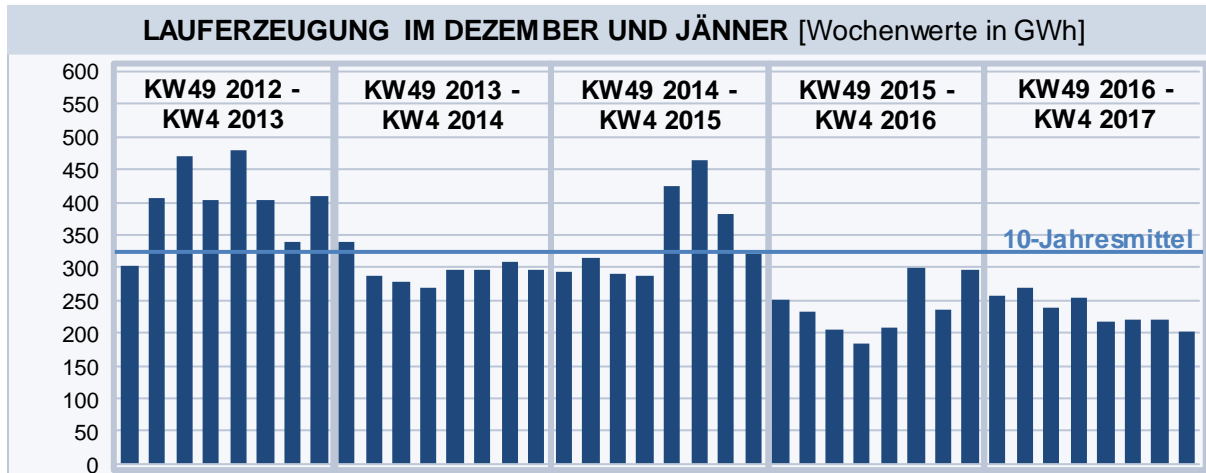


Abbildung 35: Langjährige Entwicklung der Lauferzeugung (> 25 MW) im Dezember und Jänner (öffentliche Versorgung)

Durch die besondere Lage im Jänner 2017, die durch hohen Verbrauch, äußerst geringe Füllstände der Speicher, anhaltend unterdurchschnittliche Lauferzeugung und während mancher Wochen auch durch schwache Windeinspeisung geprägt war, stellte der Jahresbeginn 2017 eine besonders schwierige Periode für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar. Dies spiegelt sich auch in den entwickelten Indikatoren der energetischen Bedarfsdeckung durch inländische Erzeugung wider. Beginnend mit der dritten Kalenderwoche 2017, in der es erstmals zu einer Warnstufenerhöhung der APG kam, wurden fünf aufeinanderfolgende Wochen identifiziert, in welchen die notwendige Speicherleerung über einem Drittel lag (vgl. Abbildung 34). Während drei dieser Wochen wäre eine Speicherleerung von mehr als der Hälfte des verfügbaren energetischen Inhalts notwendig gewesen, um den Bedarf allein aus inländischer Erzeugung zu decken. Folglich wäre in diesen drei Wochen (KW 4, KW 5 und KW 7) die Netzverbrauchsdeckung hinsichtlich der in diesen Wochen verfügbaren inländischen Erzeugungsmöglichkeiten nicht über zwei volle Wochen gewährleistet gewesen. Analysiert man diese drei als energetisch besonders kritisch identifizierten Wochen genauer, so stellt man fest, dass nur die Kombination aus überdurchschnittlichem Netzverbrauch, unterdurchschnittlicher Lauf- und Windeinspeisung in Verbindung mit bereits stark fortgeschrittener Speicherentleerung derartige energetische Knappheitssituationen im österreichischen Kontext hervorrufen kann. Genau diese Kombination verschiedener Faktoren ist ab der zweiten Jännerhälfte über mehrere Wochen

eingetreten und stellte zumindest im Rahmen der letzten zehn Jahre eine außergewöhnliche Herausforderung für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar.

Abschließend soll anhand der definierten inländischen Erzeugungsindikatoren die Speicherreichweite bei Deckung der hypothetischen Lücke für jede Woche berechnet werden. Auf Basis der österreichischen Versorgungsstruktur entstehen hypothetische Deckungslücken ausschließlich in den Wochen des Winterhalbjahres zwischen Oktober und März (vgl. Abbildung 32). Die beiden letzten Winter waren von einer deutlich höheren Anzahl von Wochen mit hypothetischen Deckungslücken gekennzeichnet – im Vergleich zum Winter 2014/15 stieg die Anzahl von 11 auf 18 Wochen im Winter 2015/16 bzw. 16 Wochen im Winter 2016/17 (siehe Tabelle 2). Hätte die energetische Deckung in diesen Wochen allein durch inländische Erzeugungsanlagen erfolgen müssen, wäre eine Speicherleerung im Umfang der hypothetischen Deckungslücke notwendig gewesen. Wie bereits erwähnt kann die unterdurchschnittliche Lauferzeugung der letzten beiden Winter als Hauptgrund für den starken Anstieg der potenziell unterdeckten Wochen genannt werden. Dies hatte auch zur Folge, dass die hypothetischen Deckungslücken im Median deutlich angestiegen sind – der bisherige Maximalwert von 383,3 GWh wurde in der vierten Kalenderwoche 2017 erreicht.

In einer ex-post-Betrachtung sind die hypothetischen Deckungslücken für die jeweilige Woche aber auch für alle Folgewochen bekannt. Es ist also möglich, die genaue Speicherreichweite für jede Woche zu ermitteln. Dabei wird angenommen, dass der zur Verfügung stehende energetische Speicherinhalt der Ausgangswoche verwendet wird, um potenzielle hypothetische Deckungslücken zu füllen (vgl. notwendige Leerung des verfügbaren Speicherinhalts in Abbildung 34). Der durch diese notwendige Speicherleerung reduzierte Speicherinhalt kann in der Folgewoche zur weiteren Deckung von hypothetischen Lücken eingesetzt werden. Diese Herangehensweise kann auf alle Folgewochen ausgeweitet werden. Dadurch erhält man die Speicherreichweite bei Einsatz der verfügbaren Speicherinhalte zur Deckung der hypothetischen Deckungslücke, die entsteht, wenn das jeweilige natürliche und thermische Erzeugungspotenzial geringer ist als der realisierte Netzverbrauch.

In Tabelle 2 sind alle relevanten Ergebnisse in diesem Zusammenhang ersichtlich. Laut unseren Berechnungen konnte in den Wintern 2012/13 bis 2014/15 keine einzige Woche gefunden werden, in der die vorhandenen Speicherinhalte nicht ausreichend gewesen wären um die hypothetische Deckungslücke der jeweiligen Woche und aller Folgewochen zu decken – somit war die volle Deckung in diesen Wintern gewährleistet. Erste Einschränkungen der von uns definierten Speicherreichweite traten erst im Dezember 2015 auf. Während der Kalenderwoche 52 lag die berechnete Speicherreichweite bei einem Winterminimum von 4,8 Wochen – diese erstmalige Reichweiteneinschränkung war ein Resultat geringer Lauferzeugung und niedriger Speicherinhalte. Im Vergleich dazu führten das weitaus

geringere natürliche Erzeugungspotenzial und der außerordentlich hohe Netzverbrauch über mehrere Wochen im Jänner 2017 zu einer deutlich herausfordernden Versorgungssituation. Wie bereits mehrfach erwähnt wurde in der dritten Kalenderwoche 2017 die zweithöchste Warnstufe durch den Versorgungsnetzbetreiber APG ausgerufen. Diese angehobene Risikoeinschätzung der Versorgungssicherheit ist auch anhand unseres Indikatorensets nachvollziehbar. Die berechnete Speicherreichweite in dieser Woche betrug nur noch 2,1 Wochen, da es zu einer Kombination aus niedriger Lauf- und Winderzeugung, sehr geringer Speicherinhalte und außergewöhnlich hohem Verbrauch kam. Als sich diese Situation auch in der darauffolgenden Woche (KW 4 2017) nicht verbesserte, sank die Speicherreichweite auf ihr bisheriges Minimum von nur 1,8 Wochen. Danach stieg die Reichweite durch die Abnahme des Netzverbrauchs wieder stetig an. Aufgrund des dauerhaften Anstiegs der Lauferzeugung trat schließlich ab der achten Kalenderwoche keine weitere hypothetische Deckungslücke auf – die öffentliche Versorgung war somit wieder anhand natürlicher und thermischer Inlandserzeugung ohne notwendige Speicherentleerung möglich.

Tabelle 2: Ex-post Speicherreichweite bei Verwendung zum Ausgleich der hyp. Deckungslücke

	Wochenanzahl mit hyp. Deckungslücke	davon:			
		Minimale hyp. Deckungslücke (in GWh)	Maximale hyp. Deckungslücke (in GWh)	Median d. hyp. Deckungslücke (in GWh)	minimale hyp. Speicherreichweite (in Wochen)
Okt.-Mrz. 2012/13	12	25,7 (KW 6 2013)	216,9 (KW 8 2013)	115,4	volle Deckung gewährleistet
Okt.-Mrz. 2013/14	13	22,7 (KW 11 2014)	213,4 (KW 51 2013)	110,2	volle Deckung gewährleistet
Okt.-Mrz. 2014/15	11	28,7 (KW 51 2014)	173,4 (KW 7 2015)	62,6	volle Deckung gewährleistet
Okt.-Mrz. 2015/16	18	16,2 (KW 7 2016)	380,5 (KW 3 2016)	145,7	4,8 (in KW 52, 2015)
Okt.-Mrz. 2016/17	16	4,7 (KW 41 2016)	383,3 (KW 4 2017)	171,0	1,8 (in KW 4, 2017)

Als Fazit bleibt festzustellen, dass es sich im Jänner 2017 tatsächlich um eine kritische Phase der Gewährleistung der Versorgungssicherheit handelte. Auf Basis der empirischen Analyse kann festgehalten werden, dass die Wochen zu Jahresbeginn als besonderer Risikozeitraum ausgewiesen werden können, weil in dieser Zeit einerseits der Verbrauch hoch und Speicherpotenziale durch die fortlaufende Winterbewirtschaftung in nur noch geringem Ausmaß verfügbar sind. Im Zusammenspiel mit geringer Lauferzeugung und volatiler Windeinspeisung können so mögliche energetische Versorgungsengpässe entstehen. In diesem Zusammenhang sollte der in den letzten Jahren stärker werdende Trend zu früher

entleerten Speicherinhalten näher begutachtet werden, da die Verfügbarkeit von Speicherinhalten als wesentliche Grundlage zur Gewährleistung der österreichischen Versorgungssicherheit durch inländische Anlagen anzusehen ist. Auch die in den letzten Jahren beobachtete zunehmend geringere Lauferzeugung in den Wintermonaten könnte die zukünftige Sicherstellung der Versorgungssicherheit erschweren.

4.2 Prognosen (Leistung)

Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Trockenheit bzw. Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speicherinhalte von (Pump)Speicherkraftwerken und Laufkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumen, Wasserführung, etc. geringer ist als die installierte Kraftwerksleistung. Ziel des Modells ist die Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. Diese ist diejenige Leistung, die mit einer hinreichend großen Wahrscheinlichkeit als gesichert verfügbar angesehen werden kann. Hier wird ein konservatives Signifikanzniveau von 1%⁴⁰ gewählt.

Dabei berücksichtigt das Modell stochastische Kraftwerksausfälle: Somit werden pro Block für jede Stunde 2 stochastische Zustände angenommen (Bernoulli Verteilung) und zwar

Verfügbar (P)

Nicht verfügbar ($1-P$)

wobei die Nichtverfügbarkeit zu jeder Stunde gleich wahrscheinlich ist. Die Verfügbarkeiten leiten sich aus der Statistik ab und sind nach Größenklassen sowie nach eingesetzter Technologie verschieden. Diese Nicht Verfügbarkeiten umfassen sowohl geplante (meistens nachts bzw. Off-Peak) Revisionen und ungeplante Ausfälle.

Die für Wärmekraftwerke verwendete Stromverlustkennziffer beschreibt, um wie viel Prozent die auskoppelbare elektrische Leistung verringert wird, wenn eine KWK-fähige Anlage thermische Leistung erbringt. Dieser Stromverlust variiert eigentlich mit der Höhe der tatsächlich ausgekoppelten thermischen Leistung, der vorgegebene Wert von 20% ist eine konservative Obergrenze bei maximaler Wärmeauskopplung. Da die jährliche Lastspitze üblicherweise im Winter auftritt, geht das Modell beim Einbezug von KWK-Anlagen konservativ von maximaler thermischer Auskopplung aus. Andere Modelle zur Berechnung der

⁴⁰ Dies bedeutet, dass nur in weniger als 1% aller Fälle das tatsächliche Endergebnis unterhalb dieses Bereiches liegen wird.

gesicherten Leistung schätzen die tatsächliche abgerufene Wärmeleistung ab oder verwenden die tatsächlich eingespeiste elektrische Energie von KWK-Anlagen. Die hier verwendete Methode leidet nicht unter den Nachteilen der anderen aufgeführten Vorgehensweisen: Sie führt also keine zusätzliche Unsicherheit durch weitere Schätzungen ein und ignoriert nicht, dass die Möglichkeit bestehen kann, dass Kraftwerke mehr Energie liefern könnten, falls dies benötigt würde.

Fluktuationen bei dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und Laufwasserkraft sind ebenfalls zu berücksichtigen und werden mittels Monte Carlo Simulationen konservativ geschätzt. Das Modell geht auch davon aus, dass alle drei Kategorien der Regelenergie nicht zur Deckung der Last zur Verfügung stehen und von der gesicherten Leistung des Kraftwerksparks abzuziehen sind.

Der herangezogene Kraftwerkspark zur Berechnung der gesicherten Leistung bezieht sich hierbei auf Anlagen größer als 1 MW, nicht aber auf Photovoltaikanlagen, da die gesicherte Leistung auch abends in den Wintermonaten gegeben sein muss.

4.2.1 Kraftwerksausbauprojekte

Zur Umsetzung von §15 Abs 2 Energielenkungsgesetz 2012 (in der Fassung BGBl. I Nr. 41/2013) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2030 erhoben. Die in Planung, Einreichung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende April 2017. Um eine realistischere Einschätzung der gesicherten Leistung zu erhalten wurde 2012 erstmals ein Simulationsmodell angewandt. Eine detaillierte Darstellung findet sich im Annex des Monitoring Berichts zur Versorgungssicherheit 2012⁴¹ (www.e-control.at, Fachpublikationen Strom). Durch die genauere Abschätzung der verfügbaren Kraftwerksleistung soll vor allem der strukturellen Veränderung im Kraftwerkspark Rechnung getragen werden. Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energielenkungsgesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV, etc.) einerseits einer großen Abhängigkeit von den ergriffenen Fördermechanismen unterliegen, andererseits, wie die Vergangenheit gezeigt hat, können solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden. Da auf Basis der Ökostromgesetzes-Novelle 2011 für den Zeitraum der Jahre 2010 bis 2020 eine Zunahme von 2.200 MW bei Wind-, Biomasse- und Biogasanlagen angestrebt wird, ist dies ebenfalls in der Vorschau zu berücksichtigen. Durch die kürzlich beschlossene kleine Ökostromnovelle wird mit einem konservativen Wert von jährlich 60 MW an Nettowindausbau von 2017 bis 2022 bzw. 360 MW in Summe gerechnet Aufgrund der gesetzlichen Grundlage

⁴¹ www.e-control.at, Fachpublikationen Strom.

wird dafür die Realisierungswahrscheinlichkeit für diesen Monitoringbericht mit 100 % angenommen

4.2.2 Angebot: Reflektion der Meldungen

Die Meldungen in diesem Bericht beziehen sich auf die Ausbaupläne der größeren Erzeuger mit einer Engpassleistung > 1 MW. Kleinere Kraftwerke sind hinsichtlich des Ausbaus auf freiwilliger Basis enthalten.

4.2.2.1 Marktsituation

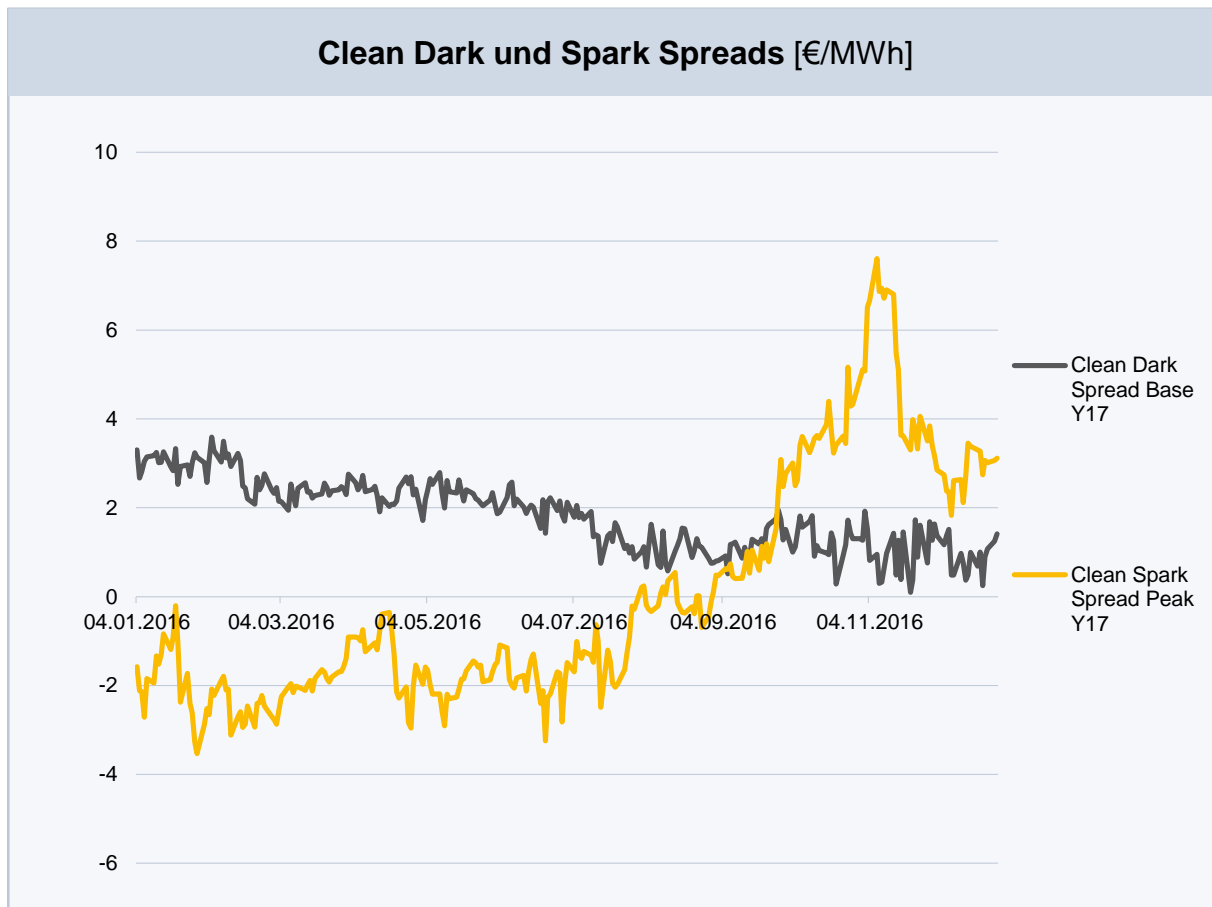


Abbildung 36: Clean Dark & Spark Spreads 2016

Abbildung 36 und Abbildung 37 zeigen die Entwicklung der theoretischen Bruttomarge (Großhandelspreis – Brennstoffeinsatz) von Kohle- (Dark Spread) bzw. Gaskraftwerken (Spark Spread) bereinigt um Emissionsrechte (Clean Spark und Dark Spread) für die Jahre 2016 und 2017 für die Produkte Base bzw. Peak. Dabei müssen alle anderen anfallenden Betriebskosten durch diese sogenannten Clean Spark/Dark-Spreads gedeckt werden, andernfalls lässt sich das Kraftwerk auch kurzfristig nicht rentabel betreiben. Bei der Berechnung der Spark und Dark-Spreads wird konservativ eine Effizienz von 50% für Gaskraftwerke und von 35% für Kohlekraftwerke angenommen. Zur Bereinigung um CO₂

Zertifikate pro produzierter MWh (Clean Dark & Spark Spreads) wird eine Quote von 0,411 t CO₂ für Gaskraftwerke bzw. von 0,971 t CO₂ für Kohlekraftwerke veranschlagt.

Wie sich in den Abbildungen erkennen lässt, ist die langfristige Rentabilität von Gaskraftwerken in ihrer Funktion als Spitzenlastkraftwerke im Jahr 2016 und 2017 gestiegen. Abbildung 36 und Abbildung 37 zeigen deutlich, dass der Anstieg im zweiten Halbjahr 2016 einsetzte und sich 2017 fortsetzte. Gaskraftwerke zeigten eine Trendumkehr in Richtung positiver Deckungsbeiträge der Grenzkosten: so konnte sich die durchschnittliche Bruttomarge seit Herbst 2016 deutlich verbessern, lediglich kurz am Anfang des Jahres 2017 rutschten die Margen in den negativen Bereich, erholten sich aber sehr rasch wieder und liegen nun zwischen 5 und 6 EUR/MWh. Die Marge der Kohle als Grundlasttechnologie verschlechterte sich seit 2016 kontinuierlich und liegt nun knapp im positiven Bereich bei 1 EUR/MWh für Base Produkte. Somit lassen sich derzeit Gaskraftwerke zu Peak Zeiten wirtschaftlich rentabel betreiben, wegen niedriger CO₂ Preise weisen effiziente Kohlekraftwerke aber weiterhin einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Gaskraftwerken auf, obwohl Kohle an Rentabilität verloren hat.



Abbildung 37: Clean Dark & Spark Spreads 2017

Grund dafür ist der Anstieg des Kohlepreises bei gleichzeitigem Rückgang des Gaspreises und leicht gestiegener CO₂ Preise. Der starke Euro bremst hier die Preisentwicklung der Kohle, die in USD gehandelt wird. Da eine gewisse Entkoppelung des Gaspreises vom Ölpreis

stattgefunden hat, wird die Nachfrage an den Börsen den Preis von Gas wesentlich beeinflussen und somit auch die Rentabilität von Gaskraftwerken prägen.

4.2.3 Prognoseszenarien

Falls sich negative Clean Spark Spreads über lange Zeiträume erstrecken, und allenfalls die operativen Kosten nicht durch sektorübergreifende Erlöse gedeckt werden können (z.B. Strom und Fernwärme), könnten KWK-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten geschlossen werden, sollten Investitionen in die Instandhaltung für den elektrischen Betrieb notwendig werden.

In einem betrachteten Extremszenario gehen sämtliche Wärmekraftwerke, die für die öffentliche Stromerzeugung bestimmt sind (inklusive biogene thermische Kraftwerke) vom Netz. Überbleiben würden nur Eigenerzeuger, die die produzierte Energie zum Großteil selbst verbrauchen und nur den Überschuss einspeisen.

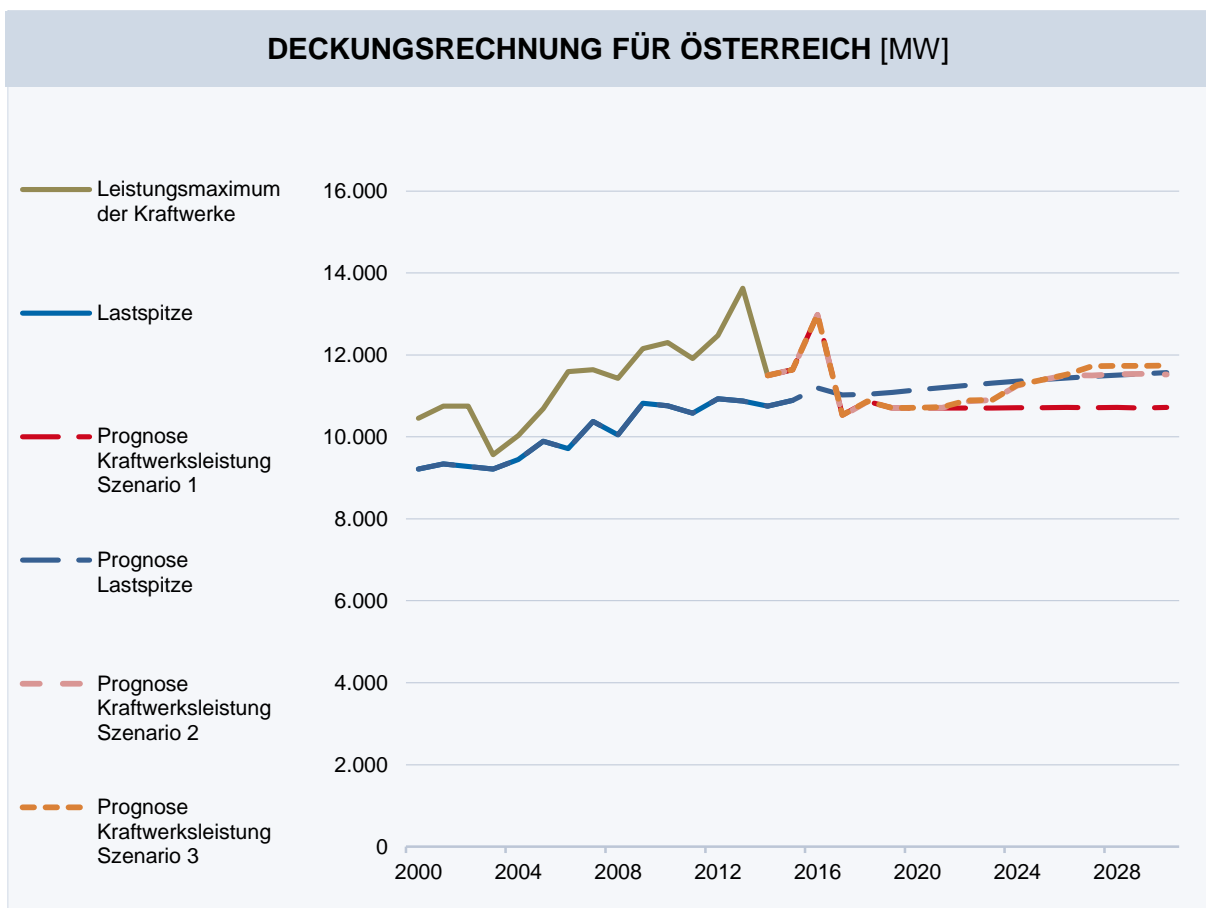


Abbildung 38: Deckungsrechnung ohne thermische Kraftwerke

Folgendes Bild würde sich für Österreich ergeben: Im Ausbauszenario „In Bau“ (Szenario 1) läge die prognostizierte Lastspitze zwischen 2% und 8% über der ermittelten gesicherten Leistung, im Szenario „Eingereicht“ (Szenario 2) zwischen -1% und 5%, sowie im optimistischen Szenario „In Planung“ (Szenario 3) zwischen -2% und 5%. Somit müsste diese

Lücke in manchen Stunden des Jahres durch Importe geschlossen werden. Kapitel 2.1.1 hat gezeigt, dass in der stündlichen Lastverteilung die Anzahl der Stunden nahe der Maximallast gering ist. Außerdem ist die erwartbare gesicherte Leistung in 99% der Fälle höher als angegeben, da dieses Modell einen probabilistischen Ansatz verfolgt und für die Simulationen ein Signifikanzniveau von 1% gewählt wurde. Nichtsdestotrotz wäre eine Unterdeckung aus rein österreichischer Erzeugung in manchen Stunden möglich.

4.2.4 Prognose Kraftwerkspark Regelzone

Für die Prognose des Kraftwerksparks in der Regelzone werden sämtliche Projekte berücksichtigt, die in der Regelzone und gleichzeitig auf österreichischem Staatsgebiet liegen. Allfällige Projekte im Allgäu etc., die zwar zur Regelzone gehören aber auf deutschem Staatsgebiet liegen, werden hierbei nicht berücksichtigt. Ebenso wie schon bereits in der Abgrenzung definiert, sind Kraftwerksprojekte der VIW nicht inkludiert.

4.2.4.1 Szenario 1: In Bau befindliche Projekte

In der österreichischen Regelzone exklusive Kraftwerke im Ausland wird sich der Kraftwerkspark wie folgt entwickeln. Im Szenario 1 bleiben die Anteile relativ stabil, nur die Wärmekraftwerke werden Anteile zugunsten Wind und PV im Kraftwerkspark 2030 verlieren. Auch absolut kommt es zu einem Rückgang von 388 MW bei der Engpassleistung thermischer Kraftwerke, Wind und PV legen bei den Anteilen um mehr als 1,5% verglichen mit dem Status Quo zu (siehe Abbildung 39). Hier sind die schon genannten Projekte in Windanlagen eingerechnet (die wahrscheinliche Zunahme der Photovoltaikanlagen bleibt außer Betracht). Dies gilt für alle 3 Szenarien in diesem Bericht. Gemessen am Szenario 1 wird die gesamte Engpassleistung bis 2030 in der Regelzone stagnieren (-0,1%).

4.2.4.2 Szenario 2: In Bau & eingereichte Projekte

Szenario 2 weist einen Zuwachs um 8% bis ins Jahr 2030 auf, vor allem wegen Speicherzubauten, Wind und PV. Sowohl die Wärmekraft als auch die Wasserkraft verzeichnen zwar zweistellige Zunahmen in MW, relativ gesehen sinken jedoch ihre Anteile am Kraftwerkspark. Laufkraft von 24,3% auf 22,83%, Wärmekraft von 31,3% auf 29,2%. Die Speicher legen von 28,26% auf 31,5% zu, Wind und PV ein wenig, nämlich von 16,1% auf 16,4% (siehe Abbildung 40).

4.2.4.3 Szenario 3: In Bau & eingereichte & in Planung befindliche Projekte

Das sehr optimistische Szenario 3, in dem alle seriös angedachten Projekte der größeren Erzeuger abgebildet sind, verspricht einen zukünftigen Kraftwerkspark mit einer Engpassleistung von knapp 25,6 GW. Verglichen mit dem Szenario 2 schlägt sich der Unterschied vor allem im Ausbau der Lauf- und Wärmekraftwerke nieder, wie in Abbildung 41 zu sehen ist.

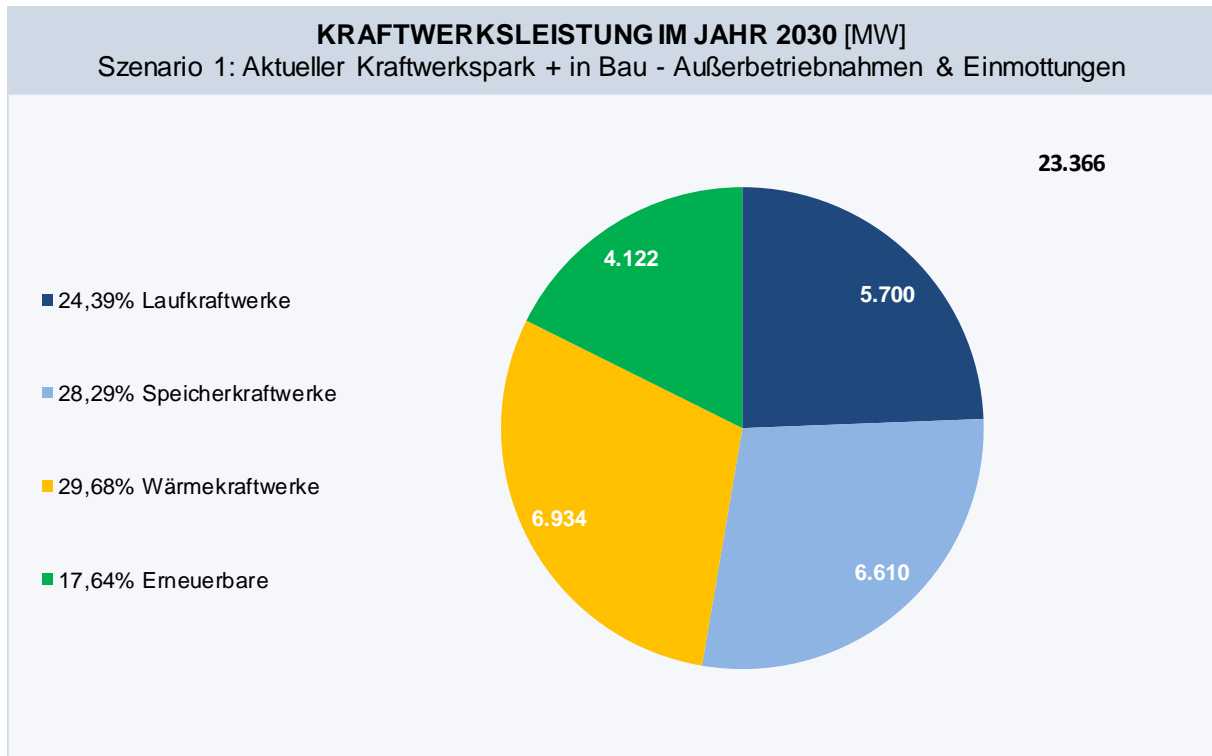


Abbildung 39: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (Regelzone)

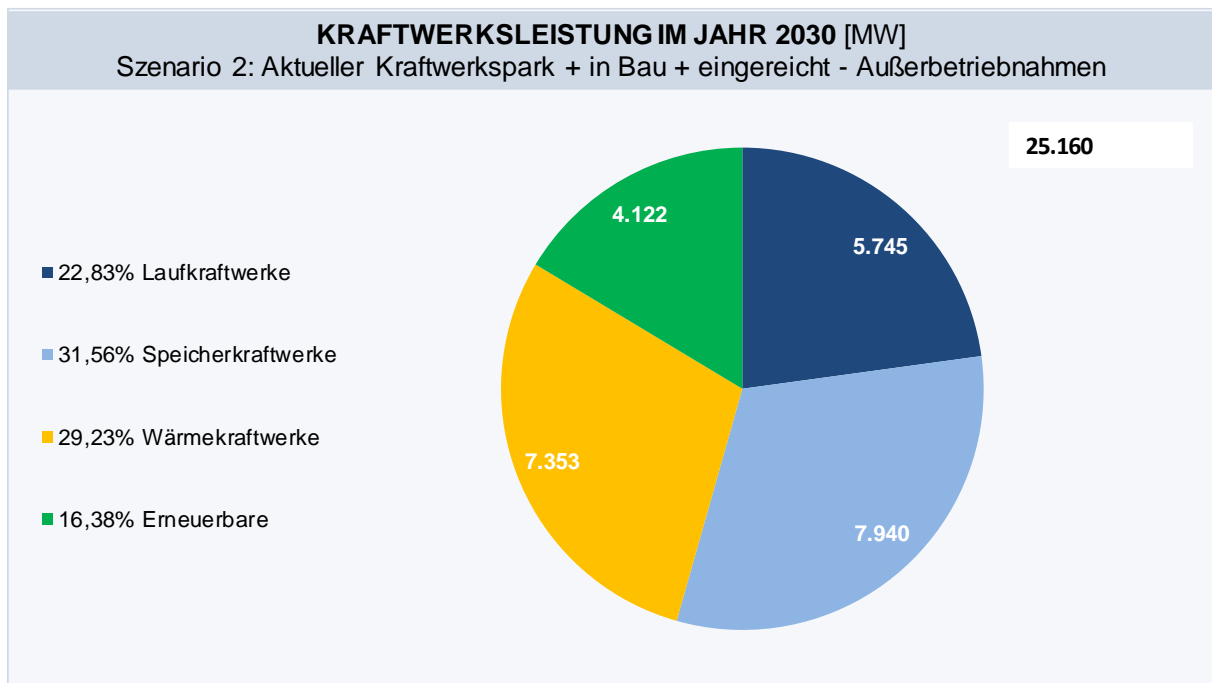


Abbildung 40: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (Regelzone)

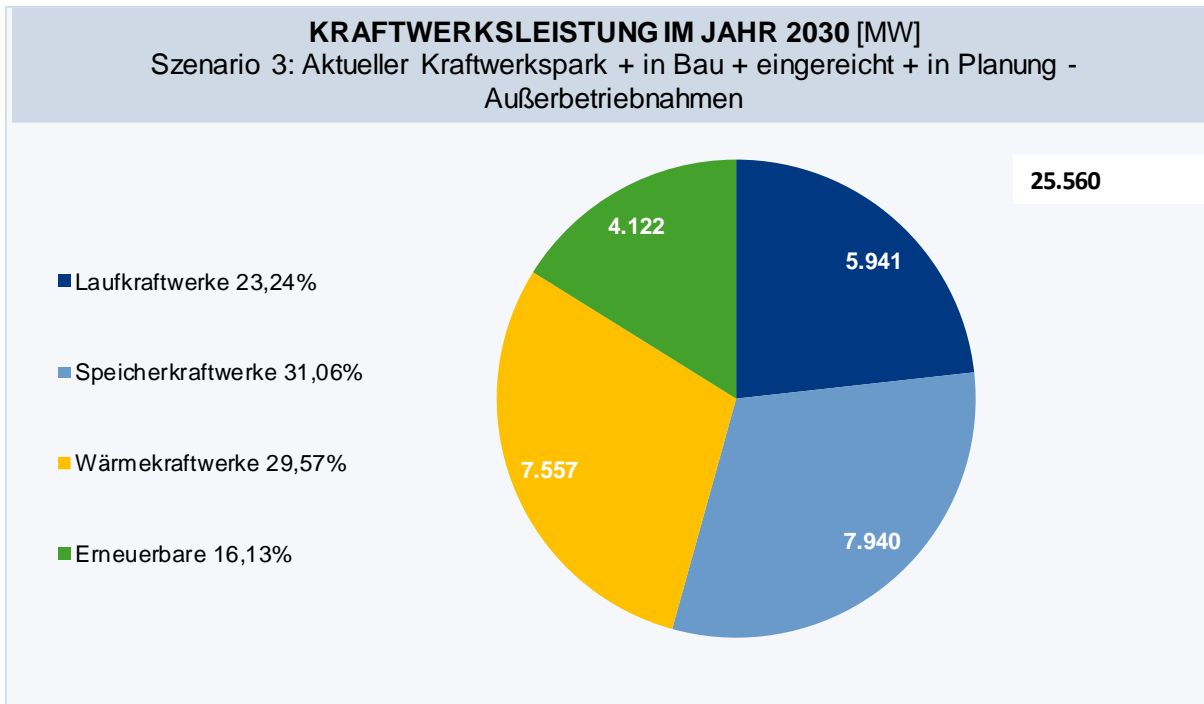


Abbildung 41: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (Regelzone)

4.2.5 Prognose Kraftwerkspark der gesamten Versorgung

Durch den erweiterten Prognosehorizont bis 2030 finden sich nun auch langfristige Planungen im Kraftwerkspark wieder. Vor allem bei Wasserkraftwerken, wird es einen Zubau geben, falls die Markterwartungen der Erzeuger eintreffen bzw. diverse damit verbundene Prozesse zu deren Gunsten verlaufen. Kraftwerke, die als „Einmottung“ bzw. Kaltreserve gemeldet wurden, sind konservativ als Außerbetriebnahmen gewertet worden.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass es sich um eine Momentaufnahme der geplanten Zubauten und Außerbetriebnahmen handelt, die sich jederzeit durch veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen (insbesondere steigende oder fallende Nachfrage mit entsprechenden Preisimpulsen) verändern kann.

4.2.5.1 Szenario 1: In Bau befindliche Projekte

Österreichs Kraftwerkspark (gesamte Versorgung) wird im konservativen Szenario 1, wie in Abbildung 42 zu sehen ist, von derzeit 25,2 GW auf rund 25,5 GW wachsen. In diesem Szenario sind nur bereits in Bau befindliche Projekte und Konservierungen bzw. Außerbetriebnahmen von Anlagen inkludiert. Vertraut man den eingegangenen Meldungen der größeren Erzeuger, dann sollte die Laufkraft bis 2030 bezogen auf die installierte Leistung stagnieren und einen Anteil im Kraftwerkspark von ca. 22,31% halten (2017: 22,59%). Der Anteil der Speicherkraftwerke soll von derzeit 33,4% auf 34,4%, bzw. um 370 MW steigen. Erneuerbare, dazu zählen vor allem Wind und Photovoltaikanlagen, machen derzeit 3762 MW

oder 14,93% des Kraftwerksparks aus. Da der Bau in diese Technologien stark von Fördermechanismen abhängt, wird für diesen Bericht lediglich die Zunahme von 360 MW an Windanlagen betrachtet, deren Realisierung bis 2022 de facto gegeben sein wird, wahrscheinlich jedoch übertroffen wird. Bei thermischen Kraftwerken wird in diesem Szenario 1 ein Rückgang von knapp 390 MW erwartet, der den Anteil von derzeit 29% auf 27,14% sinken lassen wird.

4.2.5.2 Szenario 2: In Bau & eingereichte Projekte

In Szenario 2 werden alle Projekte berücksichtigt, die gebaut werden, deren Prüfung durch die Behörden gerade läuft sowie Außerbetriebnahmen. In diesem Szenario legen die Laufkraft und Wärmekraft leicht zu, um 52 MW bei Laufwasser- bzw. um 31 MW bei Wärmekraft. Deren Anteile am Kraftwerkspark sinken allerdings von 22,6% auf 21% bei Laufwasser bzw. von 29% auf 26,9% bei der Wärmekraft. Wind und PV werden gleich bewertet wie in Szenario 1, deren Anteil verbessert sich leicht von 14,93% auf 15,07% gemessen an der Gesamtheit des zukünftigen Kraftwerksparks wie in Abbildung 43 zu sehen ist. Wie in der Grafik ersichtlich, legt die Speicherkraft hier um 1700 MW zu. Diese Zunahme lässt die Speicherkraft zur dominanten Technologie avancieren (Anteil über 37%). Die installierte Leistung an Kraftwerkskapazitäten steigt somit bis 2030 um 9% auf insgesamt 27,3 GW.

4.2.5.3 Szenario 3: In Bau & eingereichte & in Planung befindliche Projekte

Das sehr optimistische Szenario 3, das in Abbildung 44 zu sehen ist, zeigt verglichen mit Szenario 2 einen etwas größeren Ausbau:

Österreichs Kraftwerkspark wird bis zum Jahr 2030 über eine Engpassleistung von 27.744 MW verfügen, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte als auch durch prognostizierte Werte von Wind & PV und unter Berücksichtigung gemeldeter Stilllegungen von Kraftwerken. Hierbei wurden eingereichte und in Bau und Planung befindliche Projekte berücksichtigt.

In diesem Szenario 3 legen alle Technologien nominell an Engpassleistung zu, die Anteile verschieben sich jedoch hin zu den Speicherkraftwerken. Somit sollen 248 MW an Laufkraft, 1700 MW an Speicherkraft, 235 MW an Wärmekraft sowie die bereits erwähnten 360 MW an Wind netto zugebaut werden. Die Engpassleistung des Kraftwerksparks würde somit um 10% bis zum Jahre 2030 wachsen.

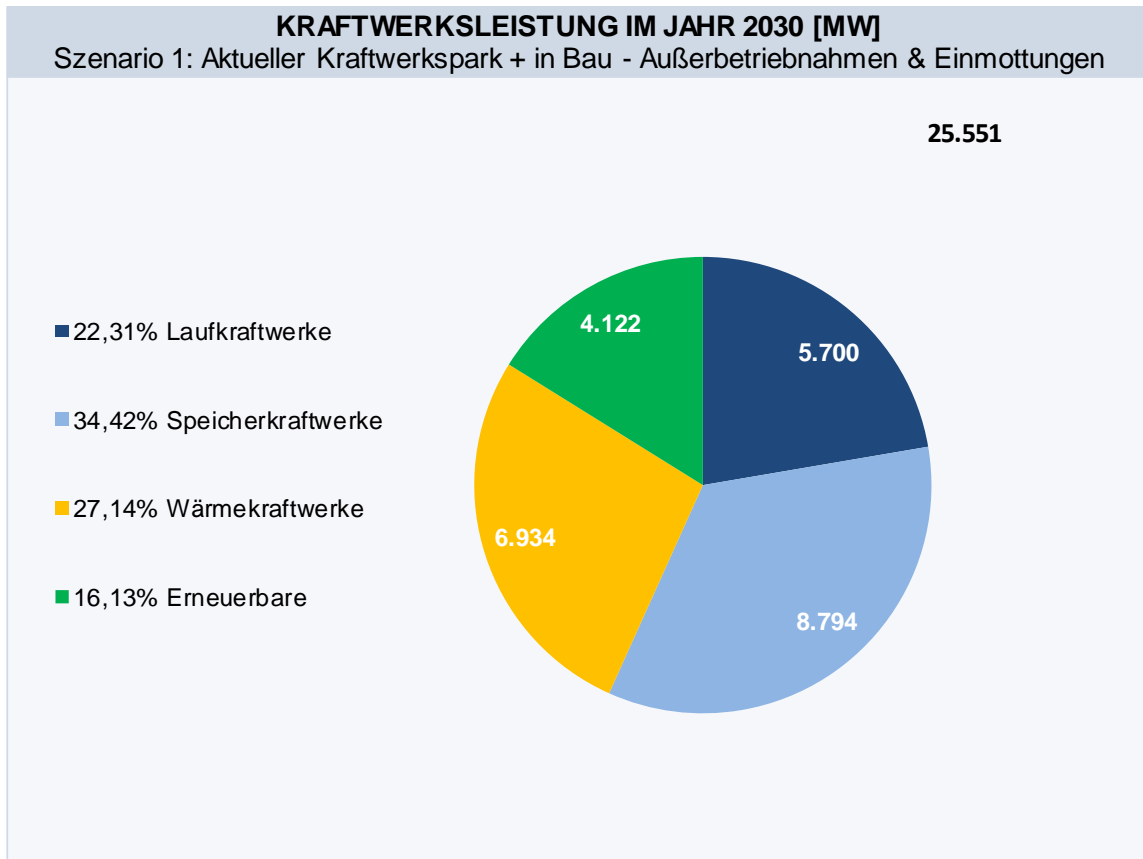


Abbildung 42: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 1 (öffentliche Versorgung)

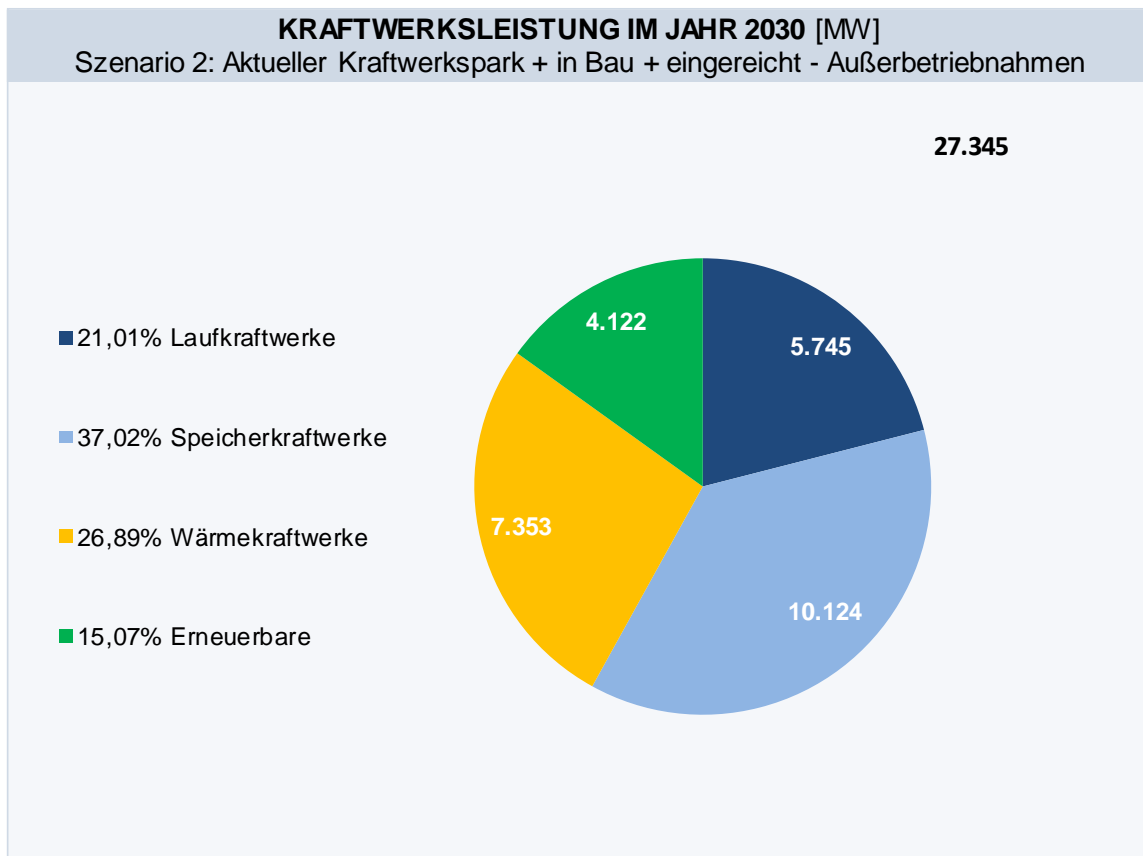


Abbildung 43: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 2 (öffentliche Versorgung)

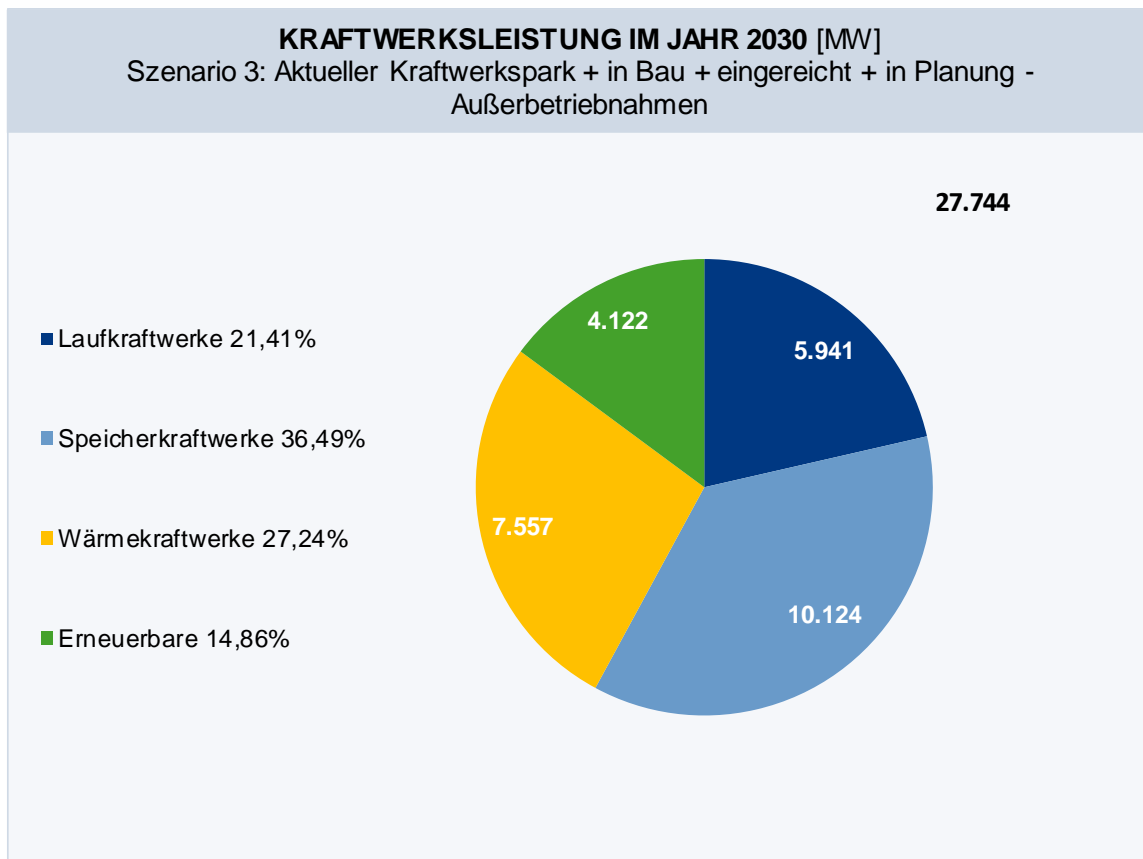


Abbildung 44: Österreichs Kraftwerkspark 2030 im Szenario 3 (öffentliche Versorgung)

Es ist auch noch anzumerken, dass in diesem Bericht lediglich die gemeldeten Projekte der größeren Erzeuger berücksichtigt sind, nicht jedoch private Initiativen. Aufschluss über private Projekte liefern die Medien bzw. die Online-Abfrage der UVP-Genehmigungsverfahren, welche vom Umweltbundesamt betrieben wird. So stehen demnach 3 größere Kraftwerksprojekte privater Initiativen an, die insgesamt eine Engpassleistung von ca. 1720 MW aufweisen. Allesamt handelt es sich hier um Pumpspeicherkraftwerke, welche laut Planungen bereits zwischen 2022 und 2024 in Betrieb gehen sollen. Dabei erhielt bereits eines dieser Projekte einen positiven UVP Bescheid, welches eine Engpassleistung von 300 MW und eine Pumpleistung von 380 MW ausweist.

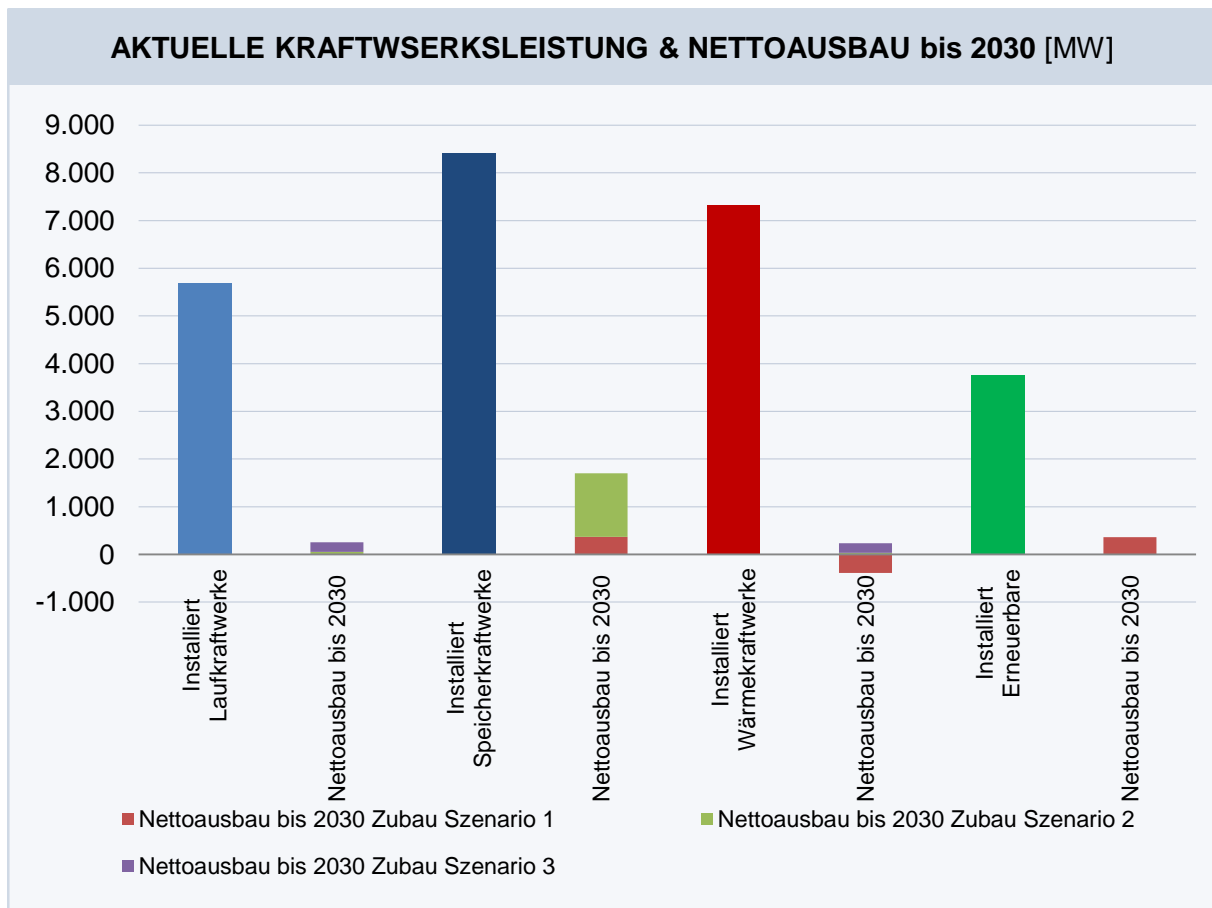


Abbildung 45: Schematische Darstellung der Zubauten gemessen am aktuellen Kraftwerkspark

4.2.6 Gesicherte Leistung und Deckungsrechnung

Der Ausbau des Kraftwerksparks unter den verschiedenen Szenarien wirkt sich dann direkt auf die Ermittlung der gesicherten Leistung aus. Diese ist jene Leistung, die mit einer hinreichend großen Wahrscheinlichkeit als gesichert verfügbar angesehen werden kann.

In Abbildung 46 wird die prognostizierte Maximallast (siehe Kapitel 2.2.1) der ermittelten gesicherten Leistung (siehe Kapitel 3.2) unter den verschiedenen Szenarien für gesamte Versorgung gegenübergestellt. Das Ergebnis des Szenario 1 verspricht eine gesicherte Überdeckung (Remaining Capacity) von 3,5 GW 2017 hin zu 3,1 GW gemessen an der prognostizierten Lastspitze 2030. Szenario 2 ermittelt für das Jahr 2030 eine gesicherte Leistung von 15,5 GW und somit eine Überdeckung von 4 GW, Szenario 3 weist sogar einen Überschuss an gesicherter Leistung von 4,2 GW aus. Geht man von einer Reservekapazität von 5% des Kraftwerksparks aus, würde diese sich an den ermittelten 27,7 GW mit rund 1387 GW bemessen und somit bei weitem abgedeckt sein. Schlussfolgernd ist die Versorgungssicherheit Österreichs auf hohem Niveau gesichert und lässt keine Versorgungsengpässe erwarten.

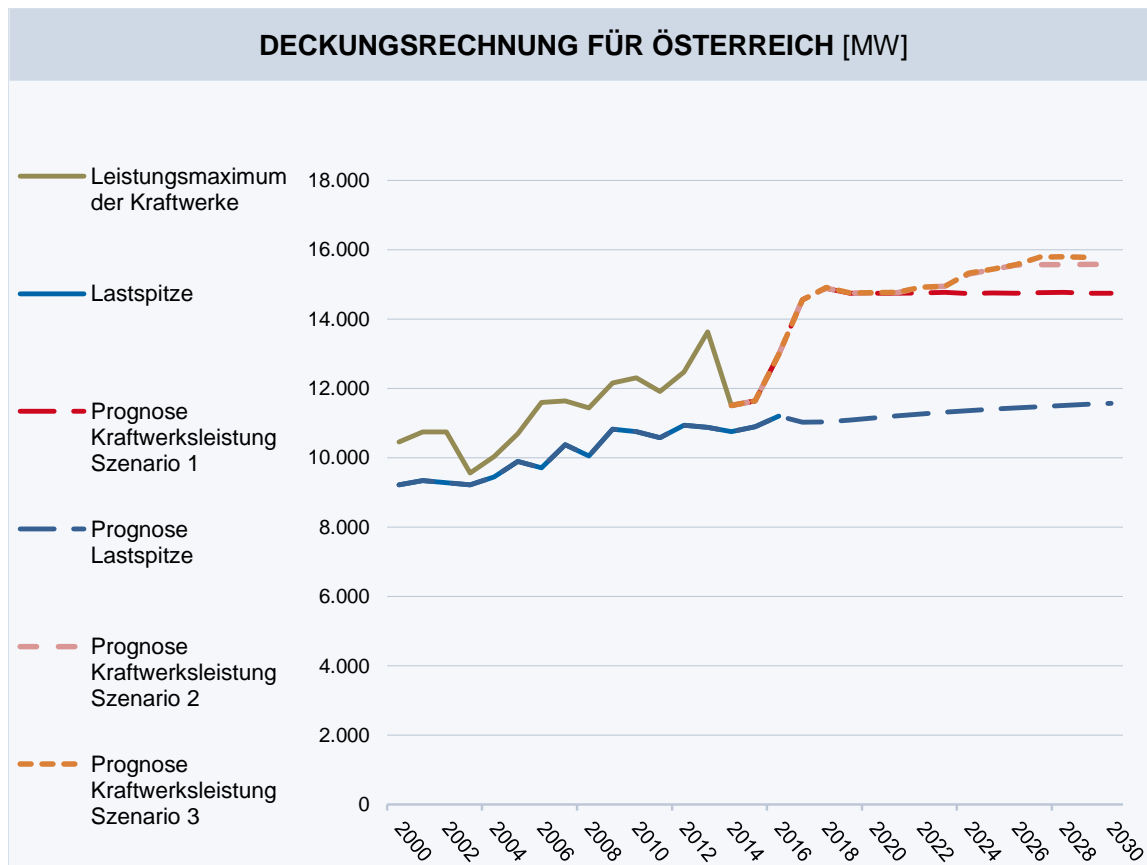


Abbildung 46: Deckungsrechnung für die gesamte Versorgung, Szenario 1-3

Betrachtet man die Deckungsrechnung für die Regelzone wie in Abbildung 47 dargestellt, besteht für jedes Szenario eine Überdeckung der gesicherten Leistung. Die Überdeckung der Maximallast reduziert sich in Szenario 1 von 1,7 GW im Jahr 2017 auf fast 1,2 GW 2030, im Szenario 2 sogar fast 2 GW 2030 bzw. auf knapp 2,2 GW in Szenario 3. Damit ist auch die sogenannte Reservekapazität durch gesicherte Leistung abgedeckt. Das Ergebnis zeigt, dass die gesicherte Leistung sowohl auf österreichischem Staatsgebiet als auch innerhalb der Regelzone in diesen Szenarien auf hohem Niveau gesichert ist.

Demgegenüber herrscht in jedem durchgerechneten Szenario eine Unterdeckung der prognostizierten Maximallast von 2,9 GW in Szenario 1 bis hin zu 1,9 GW in Szenario 3, sobald man die Deckungsrechnung für die Regelzone ohne thermische Kraftwerke durchführt (siehe Abbildung 48). In der Deckungsrechnung für Österreich rangiert der Wert, zur Erinnerung (vgl. Abschnitt 4.2.3), von einer Unterdeckung von 0,8 GW in Szenario 1 bis hin zu einer Überdeckung von fast 0,2 GW.

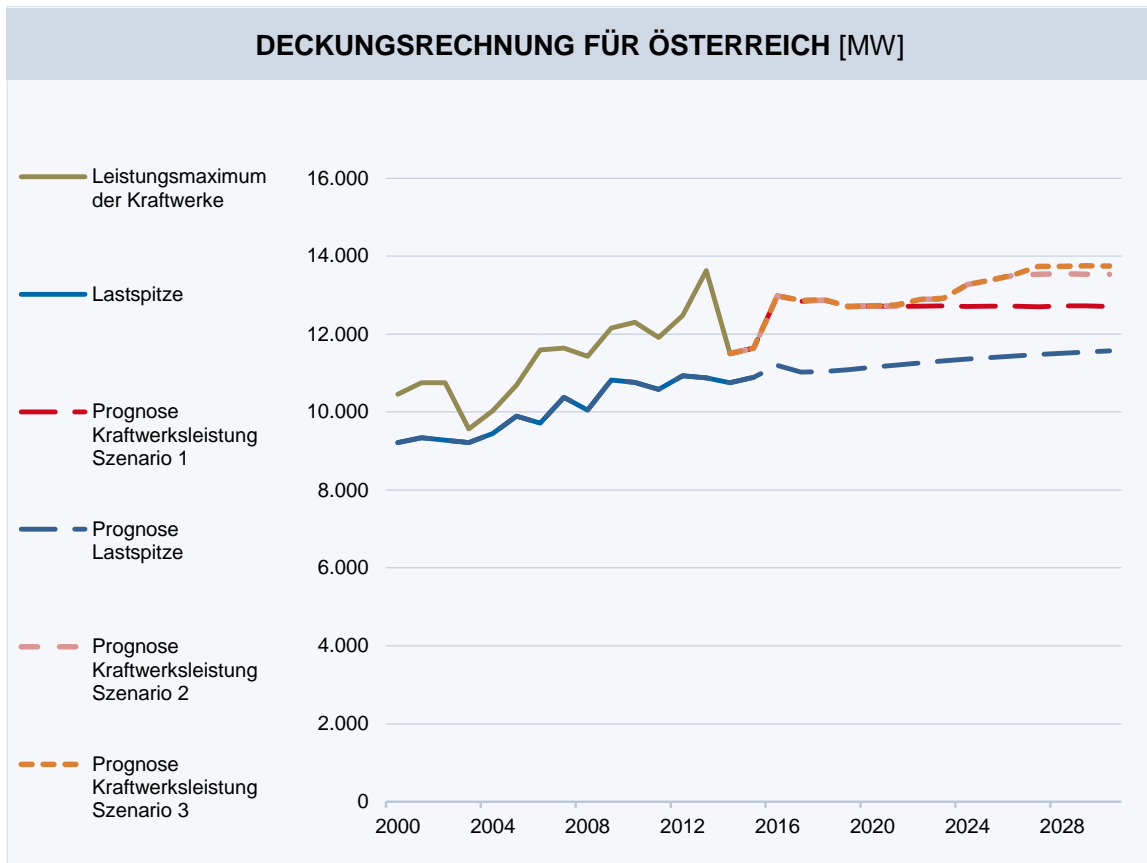


Abbildung 47: Deckungsrechnung für Regelzone, Szenario 1-3

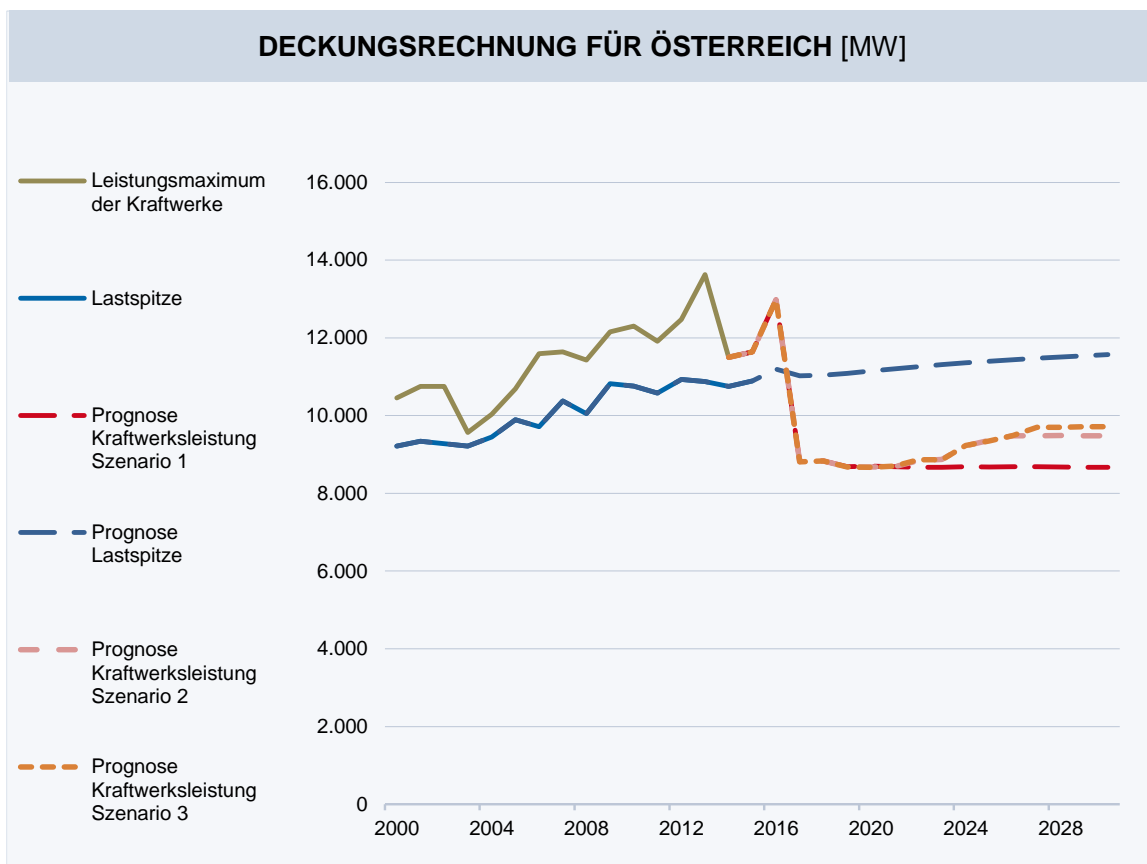


Abbildung 48: Deckungsrechnung ohne thermische KW für Regelzone, Szenario 1-3

4.2.7 Verteilung der gesicherten Leistung nach Technologie

Die gesicherte Leistung, die Leistung die sich mit einer hinlänglich großen Wahrscheinlichkeit jederzeit bereitstellen lässt, wird mit folgenden Anteilen der verschiedenen Technologien vertreten sein: Die Speicherkraft wird mit fast 60% den größten Teil der gesicherten Leistung zur Verfügung stellen, darauffolgend sind Wärmekraftwerke mit 26% und Laufkraftwerke mit 14% in der Verteilung der gesicherten Leistung vertreten. Der Windkraft werden 3% der gesicherten Leistung zugeschrieben.

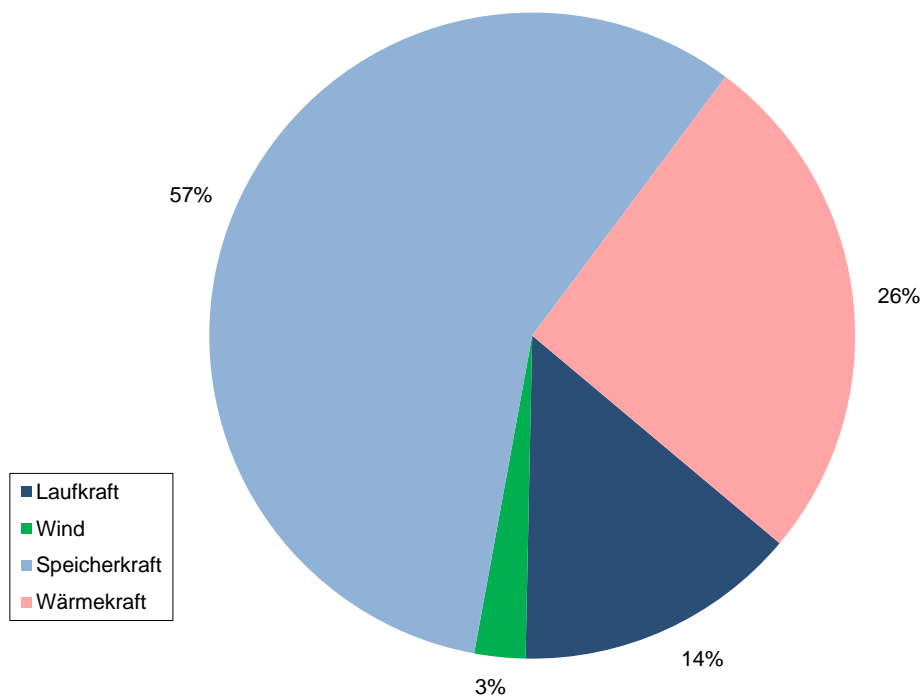


Abbildung 49: Gesicherte Leistung nach Technologie 2030, öffentliche Versorgung

4.3 Prognosen (Arbeit)

Das Erzeugungspotential liegt bei voller Verfügbarkeit aller Anlagen bei der Nettoengpassleistung abzüglich der Vorhaltung der Regelreserve. Diese Situation ist natürlich nicht realistisch, da mit geplanten oder ungeplanten Ausfällen bzw. Reduktionen zu rechnen ist und die volle Engpassleistung von dargebotsabhängigen Technologien wie Wind und Wasser nicht simultan erreicht werden kann. Für die energetische Prognose wählen wir daher einen Ansatz, der auf die Ermittlung der marktgetriebenen tatsächlichen Erzeugung abzielt.

4.3.1 Prognose der tatsächlichen Erzeugung

Um die monatliche tatsächliche Erzeugung im Jahr 2030 abschätzen zu können, implementieren wir eine Fortschreibung auf Basis der beobachteten Bruttostromerzeugung der letzten fünf Jahre in Verbindung mit den Modellergebnissen des zukünftig erwarteten Kraftwerksparks und des ermittelten Verbrauchsanstiegs. Diese Herangehensweise erlaubt durch die Verwendung realer Erzeugungsdaten eine implizierte Berücksichtigung von realen Kraftwerksverfügbarkeiten, Übertragungskapazitäten und ökonomischen Anreizwirkungen. Hierbei ist natürlich anzumerken, dass thermische Kraftwerke und Speicher stark marktgetrieben agieren, während die erneuerbaren Technologien einschließlich Laufwasser wetter- bzw. saisonbedingt produzieren⁴².

Um die Produktionsseite abschätzen zu können, berechnen wir zunächst die prozentuellen Anteile der tatsächlichen Bruttostromerzeugung (*ERZ*) an der durch die Bruttoengpassleistung (*EPL*) begrenzten monatlichen Maximalerzeugung. Dieses relative Erzeugungsmaß wird auch als Kapazitätsfaktor⁴³ bezeichnet. Auf Basis der Unterscheidung zwischen Laufkraftwerken, Speicherkraftwerken, Wärmekraftwerken⁴⁴ und erneuerbaren Energieträgern⁴⁵ können auch Rückschlüsse auf die erwartete Erzeugungsstruktur gezogen werden. Um die stark ausgeprägte saisonale Heterogenität abzubilden, ermitteln wir für jede Technologie und jeden Monat den mittleren Kapazitätsfaktor (*MKF*) über die letzten fünf Jahre (2012-2016):

$$MKF = \frac{1}{5} \sum_{t=1}^5 \frac{ERZ_t}{EPL_t * h} \quad \text{mit } h = \text{monatliche Stundenanzahl}$$

⁴² Eine alternative Simulation der Kraftwerkseinsätze in einem Fundamentalmodell wurde vorerst verworfen, da diese von exogen vorgegebenen Parametern wie Primärenergiepreisen und europäischen Kraftwerksverfügbarkeiten sowie Leitungsrestriktionen (NTC Werten) wesentlich abhängen. Der Mehrwert wurde daher für die Zwecke dieses Berichts als gering eingestuft.

⁴³ Die Verwendung von prozentuellen Anteilen hat den Vorteil, dass auch für etwaige Trends im Ausbau einiger Erzeugungstechnologien kontrolliert werden kann.

⁴⁴ Aufgrund der Auslastungsunterschiede zwischen Eigenerzeugern und der nur ins öffentliche Netz einspeisenden Wärmekraftwerke, wird eine Unterkategorisierung vorgenommen.

⁴⁵ Winderzeugung und Photovoltaik-Anlagen.

Für die Prognosewerte der Bruttoerzeugung wird jedes monatliche Kapazitätsfaktormittel mit der dazugehörigen für 2030 geschätzten Engpassleistung⁴⁶ der jeweiligen Erzeugungskategorie multipliziert:

$$ERZ_{2030} = MKF * EPL_{2030} * h$$

Dadurch übertragen wir die mittlere monatliche Erzeugungssituation der letzten fünf Jahre auf den prognostizierten Kraftwerkspark im Jahr 2030. Durch das niedrige Preisniveau und die damit verbundene geringe Inlandserzeugung in den letzten fünf Jahren, handelt es sich um eine konservative Schätzung der tatsächlichen Erzeugung.

Um die energetische Deckung abbilden zu können, wird eine Hochrechnung des energetischen Verbrauchs im Jahr 2030 benötigt. Zu diesem Zweck wird der jährliche Bruttoinlandsstromverbrauch mithilfe des MEDA-Modells (siehe Abschnitt 3.2.1) geschätzt und anhand der Saisonfaktoren der letzten 5 Jahre auf die jeweiligen Monate übertragen. Die Differenz zwischen der gesamten prognostizierten Erzeugung und dem zu deckenden Energieverbrauch entspricht dem monatlichen Importbedarf. Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 genauer erläutert, ist dieser prognostizierte Importbedarf als erwartetes Marktergebnis zu verstehen. Dies bedeutet keinesfalls, dass der energetische Endverbrauch nicht durch höhere Auslastung der inländischen Erzeugungsanlagen gedeckt werden könnte. Die hier vorgenommene Fortschreibung projiziert lediglich die ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen der letzten fünf Jahre in die Zukunft. Es handelt sich somit um ein statisches Herangehen – dynamische Anpassungsprozesse, die sich in ändernden Preis- und Anreizentwicklungen widerspiegeln, werden nicht berücksichtigt.

⁴⁶ siehe Abschnitt 4.2.4.

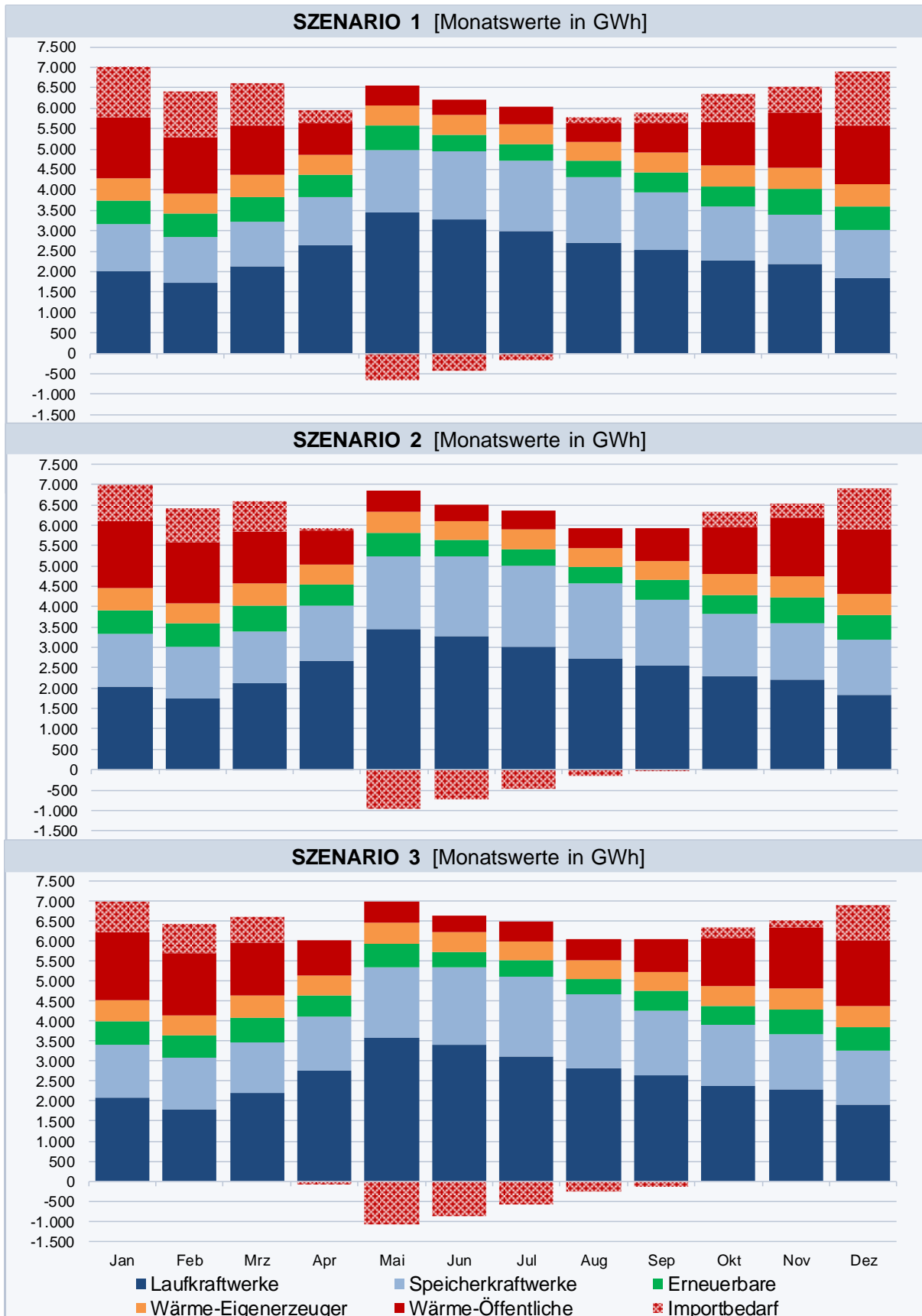


Abbildung 50: Energetische Prognose für das Jahr 2030 (nach Technologien und Szenarien)

Die Berechnungsergebnisse für alle drei Kraftwerksszenarien werden in Abbildung 50 dargestellt. Im Rahmen des prognostizierten Kraftwerksparks aus Szenario 1 (Erweiterung um bereits im Bau befindliche Kraftwerke) ergibt sich eine teils deutliche energetische Unterdeckung durch inländische Kraftwerke in neun Monaten des Jahres 2030 (Jänner, Februar, März, April, August, September, Oktober, November, Dezember). Im Jänner, Februar, März und Dezember ist der geschätzte Nettoimportbedarf mit jeweils über 1000 GWh besonders hoch. Gerade in diesen Monaten werden auf Basis unserer Vorausschau Wärmekraftwerke benötigt, um der geringeren Erzeugung aus Wasserkraft entgegenzuwirken. Für diesen stabilisierenden Effekt tragen vor allem jene thermischen Anlagen bei, die direkt ins öffentliche Netz einspeisen und aus heutiger Sicht besonders von Stilllegungen bedroht sind (rote Balken). Ohne deren Erzeugung könnte der energetische Importbedarf im Jänner und Dezember auf etwa 40% des Strombedarfs anwachsen.

In den beiden weiteren Szenarien reduziert sich der prognostizierte Importbedarf in den Wintermonaten aufgrund der dort vorhandenen zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten im Bereich der Speicher- und Laufkraftwerke merkbar. Die Erzeugung aus Wärmekraftwerken stellt jedoch auch in diesen Szenarien einen notwendigen Stabilisator dar. Ohne einen (im Vergleich zu unserem konservativen Modellrahmen) deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsmöglichkeiten werden thermische Kraftwerke damit auch weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur österreichischen Versorgungssicherheit leisten müssen. Im Zusammenhang mit diesem Ergebnis ist darauf hinzuweisen, dass sich das Marktumfeld durch die Neugestaltung des europäischen Emissionszertifikatshandels (EU ETS) essentiell verändern könnte. Höhere Zertifikatspreise können einerseits die Verdrängung thermischer Kraftwerke deutlich beschleunigen⁴⁷, aber andererseits auch stärkere Investitionsanreize für den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten schaffen. Aufgrund der hohen Unsicherheit in diesem Bereich, wurden derartige Effekte nicht in die Fortschreibung übernommen.

Im Kontrast zum erwarteten marktgetriebenen Importbedarf am Jahresbeginn prognostizieren alle Szenarien einen energetischen Erzeugungsüberschuss, der sich von Mai bis Juli erstreckt und (je nach Szenario) auch bis September anhalten kann. In diesen Monaten könnte Österreich als Nettoexporteur agieren (in Abbildung 50 als negativer Importbedarf dargestellt). Hierfür ist die weiterhin von Wasserkraft dominierte Erzeugung verantwortlich - aus witterungsbedingten Gründen ist die Wasserkrafterzeugung im Frühjahr und Sommer besonders hoch, wohingegen der Stromverbrauch in diesen Jahreszeiten verhältnismäßig

⁴⁷ Im europäischen Umfeld wären zunächst Kohlekraftwerke von steigenden Zertifikatspreisen negativ betroffen. Bei den österreichischen Wärmekraftwerken handelt es sich allerdings fast ausschließlich um vergleichsweise effiziente Gaskraftwerke, die zumindest kurzfristig von einer Änderung des relativen Kostenverhältnisses zu ausländischen Kohlekraftwerken profitieren könnten.

gering ist. Diese Ambivalenz wird aus heutiger Sicht weiterhin prägend für die österreichische Versorgungssicherheit sein.

4.3.1.1 Szenario: Altersbedingte Außerbetriebnahme kalorischer Kraftwerke

Bis ins Jahr 2030 werden insgesamt 917 MW an installierter Engpassleistung thermischer Kraftwerke eine Lebensdauer von über 40 Jahren erreicht haben. Es handelt sich hierbei um öffentliche Erzeuger, deren geplante Revitalisierung bzw. Außerbetriebnahme nicht gemeldet wurde. Diese Kraftwerke sind zwar noch in Betrieb, fraglich ist jedoch, ob sie vitalisiert bzw. erneuert werden. Es handelt sich hierbei um 8 Blöcke kalorischer Kraftwerke, die nicht als geplante Außerbetriebnahme gemeldet wurden. Andere Kraftwerksblöcke, die entweder als geplante Außerbetriebnahmen gemeldet oder bereits vom Netz gegangen sind, haben zum Teil Genehmigungen, die am Standort bestehenden, in die Jahre gekommenen Anlagen durch moderne GuD Anlagen zu ersetzen. Ob von diesen Genehmigungen in den kommenden Jahren Gebrauch gemacht werden wird, bleibt abzuwarten, die Kraftwerksbetreiber haben sich aber jedenfalls auch diese Option gesichert.

Realistischerweise wird im Jahr 2025 damit gerechnet, dass diese 917 MW an kalorischen Kraftwerken vom Netz gehen könnten bzw. ein Teil davon. Wendet man das in Kapitel 4.3.2 beschriebene Modell zur Prognose der tatsächlichen Erzeugung an, dann würde sich der Wegfall von 917 MW an Engpassleistung ab 2025 im stündlichen Durchschnitt mit knapp 400 MW im Winter und ca. 100 MW im Sommer durchschlagen. Analog zu den bestehenden Deckungsrechnungen für die Abdeckung der Maximallast wird in Abbildung 51 (gesamte Versorgung) und Abbildung 52 (Regelzone) die anzunehmende Situation mit der Stilllegung besagter Blöcke grafisch dargestellt. Einige dieser Blöcke haben bereits in diesen Jahren eine Lebensdauer von 40 Jahren erreicht, der Rest dieser Blöcke wird diese Lebensdauer noch vor 2030 erreichen.

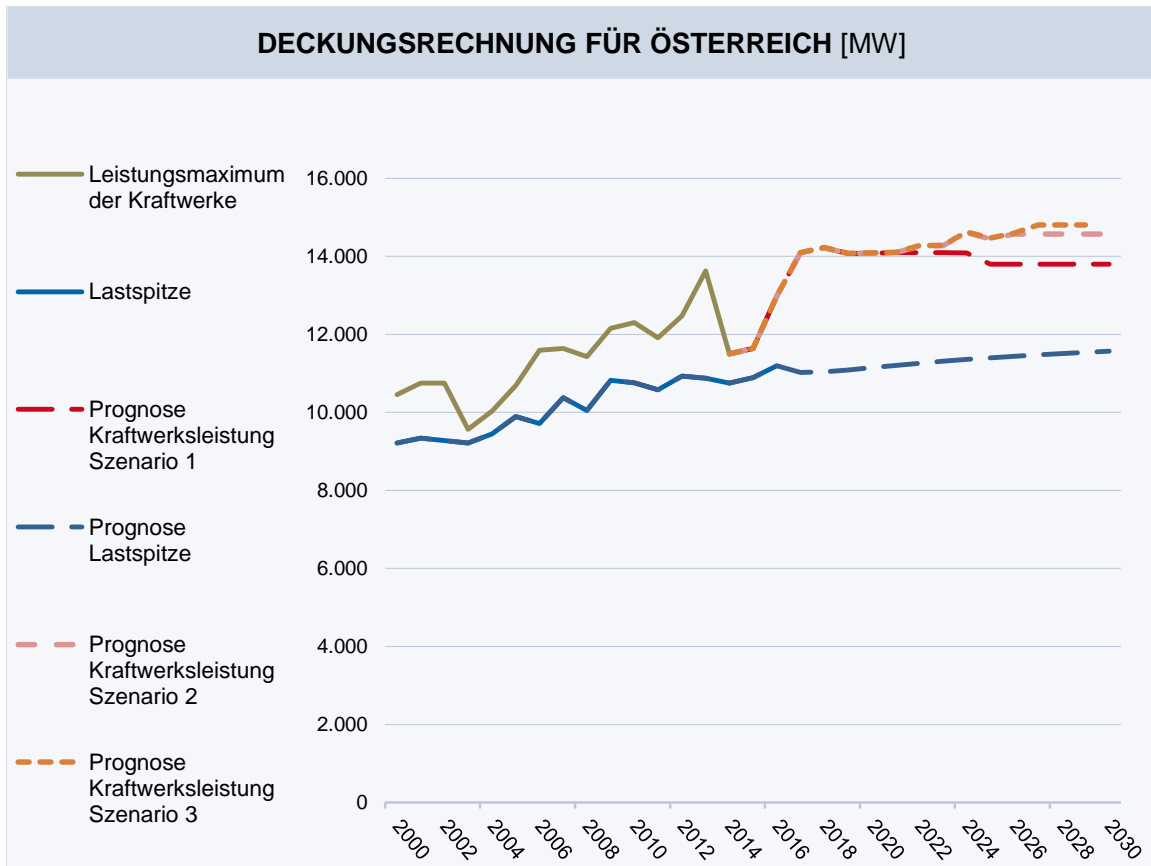


Abbildung 51: Deckungsrechnung ohne thermische KW > 40 Jahre, gesamte Versorgung, Szenario 1-3

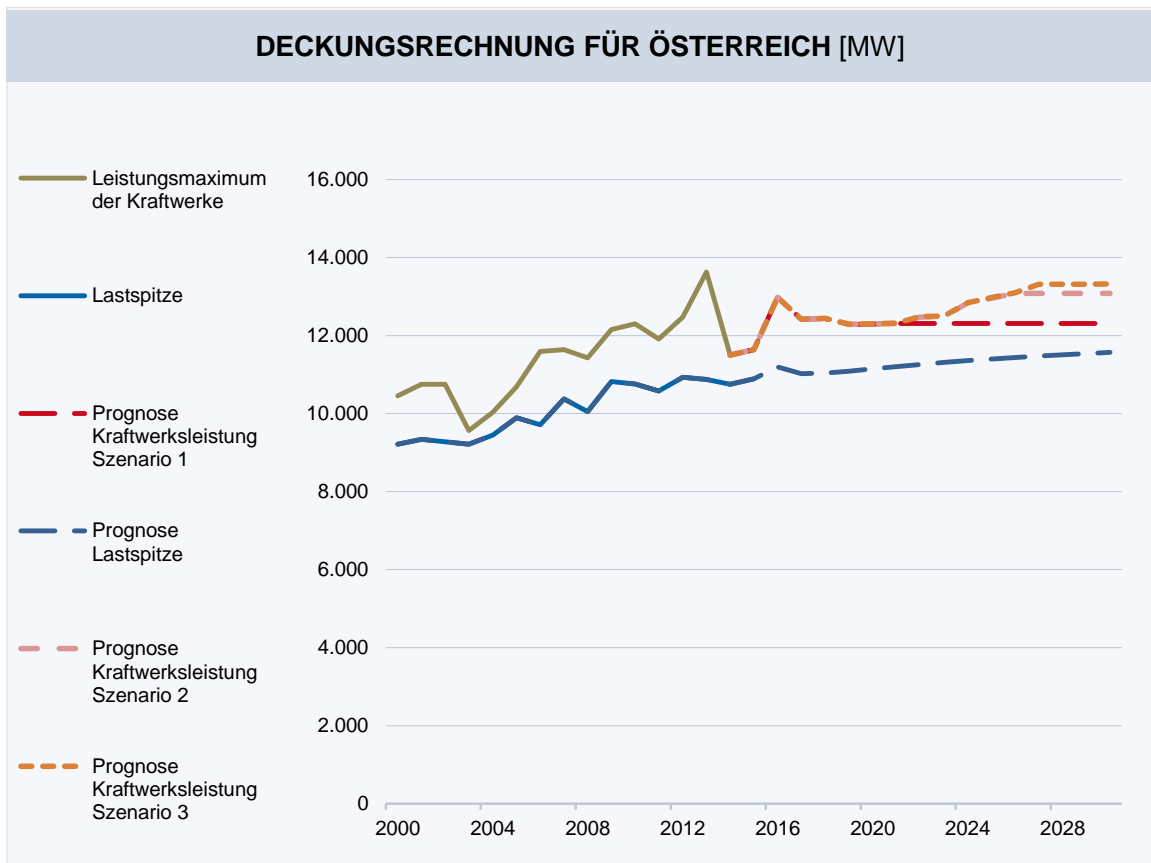


Abbildung 52: Deckungsrechnung ohne thermische KW > 40 Jahre, Regelzone, Szenario 1-3

4.3.1.2 Kommerzielle Importmöglichkeiten

Österreich hat durch seine günstige geografische Lage in Europa zahlreiche Möglichkeiten des Imports aus dem Umland. Dies wirkt sich naturgemäß positiv auf die Versorgungssicherheit Österreichs aus, auch wirtschaftlich profitiert Österreich davon. So beläuft sich wie in der ersichtlich die Summe der Importkapazitäten 2020 auf knapp 9000 MW, die Exportkapazitäten auf über 9200 MW. Im Jahre 2025 sollte die Importkapazität auf über 11100 MW zulegen, die Exportkapazitäten werden sogar auf knapp 11300 MW wachsen.

Tabelle 3: NTC-Werte; Quelle: ENTSO-E, MAF 2016

Border/boundary	2020 - MAF 2016 (MW)	2025 - MAF 2016 (MW)
AT-CH	1200	1700
AT-CZ	900	900
AT-DE	5000	6000
AT-HU	800	800
AT-ITN	405	1005
AT-SI	950	950
CH-AT	1200	1700
CZ-AT	800	900
DE-AT	5000	6000
HU-AT	800	800
ITN-AT	235	835
SI-AT	950	950

Der derzeit unlimitierte grenzüberschreitende Handel am deutsch-österreichischen Strommarkt wird voraussichtlich mit 1. Oktober 2018 beschränkt. Die Spitzen im Stromaustausch werden zukünftig gekappt, der Stromhandel zwischen den traditionell gut integrierten Märkten wird jedoch auch künftig in großem Umfang möglich sein. Es können 4.900 Megawatt Strom durch Langfriskapazitäten vergeben werden. Das sind die Eckpunkte einer Einigung, die zwischen den deutschen und österreichischen Energieregulatoren Bundesnetzagentur und E-Control erzielt wurden. Um die Übertragungskapazität im Netz zusätzlich abzusichern, werden die Übertragungsnetzbetreiber beider Länder ihre schon bestehende enge Zusammenarbeit weiterführen. Österreichische Kraftwerke werden im Rahmen dieser Kooperation den deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreibern weiterhin für allenfalls erforderliches Redispatch (Rauf- bzw. Runterfahren von Kraftwerken zur Stromnetzstabilität) im Ausmaß von 1,5 GW zur Verfügung stehen und ermöglichen damit eine Langfrist-Kapazität von 4,9 GW. Laufend wird überprüft, ob genügend Kraftwerksleistung für Redispatch zur Verfügung steht, weil ohne diese Kraftwerksleistung die

Übertragungsrechte entsprechend reduziert werden müssten, was jedoch nicht zu erwarten ist.

Für Österreich bedeutet dies, dass auf jeden Fall 3,4 GW an Kapazitäten für Importe alleine aus Deutschland verfügbar sein werden, wenn man die vorzuhaltenden 1,5 GW an Redispatch Kapazitäten vom NTC Wert abzieht, da diese bereits in den verfügbaren Leistungen enthalten sind. Zudem sollen zukünftig die Stromhandelskapazitäten mit einem weiteren Übertragungsnetzausbau etappenweise weiter erhöht werden. Der erste Teil der grenzüberschreitenden Stromleitung vom oberösterreichischen St. Peter/Hart ins benachbarte Bayern soll 2022 fertiggestellt sein, der letzte schließlich 2024. Derzeit beläuft sich die Summe der Importmöglichkeiten auf mindestens 8,2 GW, der Export auf über 7,5 GW.⁴⁸

Österreichisches Höchstspannungsnetz Stand 2015

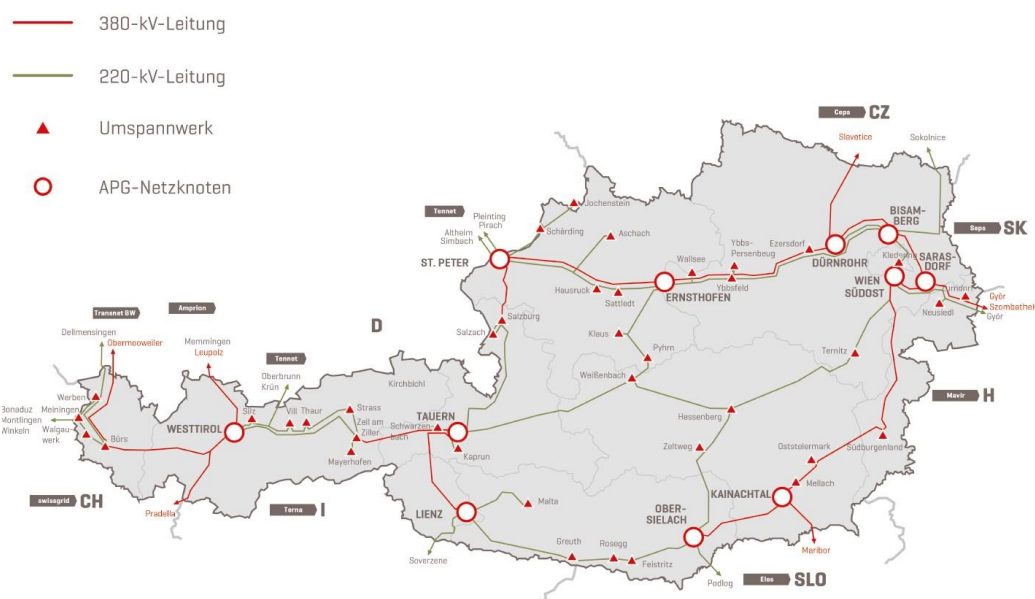


Abbildung 53: Österreichisches Hochspannungsnetz, Quelle: APG

⁴⁸ ACER/CEER: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016, Electricity Wholesale Markets, Volume October 2017
http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY.pdf (Zugriff 11.10.2017, 15:00)

5 Bewertung

5.1 Interpretation der Ergebnisse der Abschnitte 3) und 4)

Ausgehend von den Ereignissen im Jänner 2017 wurde in den Abschnitten 3 und 4 versucht, Zielgrößen zu identifizieren, die potenziell nach bestimmten Szenarien nicht erreicht werden könnten. Die bisherigen Analysen der Deckung der Spitzenlast wurden durch eine Energiedeckungsrechnung ergänzt. Dies ist insbesondere in einem Kraftwerkspark mit hohem Speicher- und Pumpspeicherkraftanteil wichtig, da diese Kapazitäten kurzfristig hohe Leistung, aber nur für sehr geringe Dauer zur Verfügung stellen können.

Leistungsseitig ist im Szenario inklusive aller in Bau befindlichen Anlagen aber in Verbindung mit der Annahme der Stilllegung aller öffentlichen kalorischen Kraftwerke zu beinahe 100% mit einer Deckung durch österreichische Kraftwerke zu rechnen. Zieht man allerdings die nicht in der Regelzone APG befindlichen Kraftwerke ab, so ergibt sich doch ein zwar unwahrscheinlicher (1% Wahrscheinlichkeit), aber hoher Importbedarf der Regelzone APG von etwa 2,5 GW.

Energetisch zeigt sich, dass je nach regionaler Abgrenzung das Ziel der Bedarfsdeckung auch in einem „Normaljahr“ nur unter bestimmten Annahmen gegeben ist. Insbesondere kommt es in Szenarien mit geringer thermischer Kapazität zu einer heimischen Unterdeckung des Energiebedarfs zwischen 1200GWh und 2,5 TWh pro Wintermonat, je nach in Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerken. Die thermisch notwendige öffentliche Kapazität zur inländischen Deckung des künftigen Bedarfs liegt bei etwa **3470 MW** Bandstromerzeugung, wenn man die durchschnittliche Aufbringung der Technologien der letzten 5 Jahre unterstellt.

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards notwendig. Dies ist in Österreich bisher nicht erfolgt. Behelfsmäßig wird daher in diesem Bericht vom Ziel einer **leistungsmäßigen Volldeckung** mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer **energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen** hinweg ausgegangen. Der Zeitraum von drei Wochen orientiert sich einerseits an den Vorgaben zum Gasversorgungsstandard, in dem etwa eine dreißigtägige Versorgung auch in Extremsituationen vorgeschrieben ist, andererseits auch an der Erdölbevorratung mit der 90-tägigen Reserve. Andererseits ist eine extreme Wettersituation mit niedriger Wasserführung und kaum Wind- und PV-Produktion über einen längeren Zeitraum als drei Wochen als sehr unwahrscheinlich verworfen worden.

Aktuell (2017): Derzeit ist eine leistungsmäßige Deckung gegeben, d.h. jede einzelne Stunde eines Lastmaximums kann durch heimische Kapazitäten gedeckt werden. Dies gilt auch bei einer reinen Regelzonenbetrachtung, sprich ohne Illkraftwerke. Arbeitsseitig ist eine volle

inländische Deckung über drei Wochen hinweg nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben (siehe Abschnitt 4.1.6). Die Unterdeckung ist allerdings derzeit noch nicht so groß, dass der oben definierte Versorgungsstandard nicht mehr eingehalten worden wäre.

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen für das Ausbauszenario 1. Während eine Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke gemäß den eingelangten Stilllegungsmeldungen ein beruhigendes Bild zeichnet, ergibt eine angenommene Reduktion alleine der Kraftwerke älter als 40 Jahre eine Standardverletzung in einem mit 2017 vergleichbaren Winter und damit eine um mehr als 10%ige energetische Unterdeckung⁴⁹. Die Extremrechnung „ohne thermische KW“ ergibt naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung.

Die folgende Matrix stellt die Situation qualitativ dar:

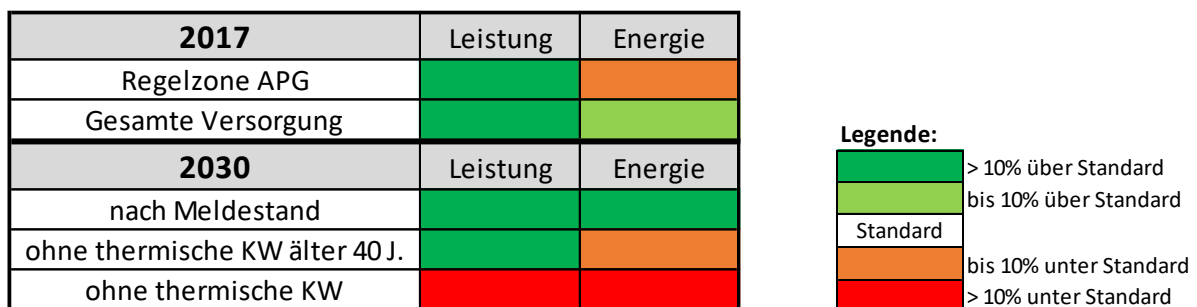


Abbildung 54: Risikomatrix

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt ist aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 11.200 GW im Jahr 2030 grundsätzlich davon auszugehen, dass derartige Energiemengen ohne weiteres importierbar sind. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar. Insbesondere ist daher laufend zu beobachten, ob die zu erwartende Produktionsmöglichkeit der Nachbarländer längerfristig einen entsprechenden Export erlaubt.

⁴⁹ Die Simulation künftiger Kapazitäten ohne thermische Kraftwerke älter als 40J mit Aufbringungsparametern wie im Jänner 2017 ergibt gegenüber der prognostizierten Nachfrage eine energetische Unterdeckung trotz Einsatzes aller vorhandenen Speichermengen von 19,8%.

5.2 Risikofälle

5.2.1 Risikofall „Ausfall Gasversorgung“

Beim Ausfall der Gasversorgung muss man zwischen verschiedenen Szenarien differenzieren: Ein Szenario könnte sein, dass Österreich kein Gas mehr importieren kann. In diesem Falle könnte die gesamte Nachfrage zunächst aus den Erdgasspeichern gedeckt werden, die über eine Kapazität von einem Jahresverbrauch Österreichs verfügen. Der Speicherinhalt ist saisonal abhängig, eingespeist wird vor allem über die Sommerperiode und ausgespeist über die Wintermonate. Da Österreich über ausreichend große Speicherkapazitäten verfügt, sollte auch der Ausfall der Gasversorgung aus dem Ausland die Stromproduktion zumindest kurzfristig nicht beeinflussen.

Sollte die Gasversorgung im Verteilernetz nicht mehr gegeben sein, können Gaskraftwerke nicht mehr versorgt werden. Können diese Kraftwerke den Energieträger Gas nicht substituieren (z.B. durch Heizöl), kann auch kein Strom in den thermischen Anlagen produziert werden⁵⁰. Eine Einschätzung der Rückwirkung eines solchen Szenarios auf die österreichische Stromversorgung kann anhand der in Abschnitt 4.1.6 erarbeitenden natürlichen Erzeugungspotenziale gegeben werden. Das in der Grafik dargestellte Speicherpotenzial entspricht den für Österreich verfügbaren Speicherinhalten, die zumindest drei Wochen lang zur Verfügung stehen würden⁵¹. Durch die grafische Darstellung der Erzeugungsmöglichkeiten ohne Wärmekraftwerke (> 25 MW) zeigt sich, dass derzeitig vorhandene inländische Potenziale aus Wasserkraft und erneuerbaren Energieträgern nicht ausreichen würden, um den wöchentlichen Netzverbrauch in den Wintermonaten zu decken (weiße Flächen unterhalb des Netzverbrauchs in Abbildung 55). Diese Unterdeckung variiert stark mit der Verfügbarkeit der Windeinspeisung. Hohe Laufeinspeisung und starker natürlicher Speicherzufluss ermöglichen die energetische Bedarfsdeckung lediglich in den Frühjahrs- und Sommerwochen.

⁵⁰ Die Dauer der Substitutionsmöglichkeit hängt von den vorhandenen Lagerständen bzw. deren Anlieferung für einen Weiterbetrieb ab.

⁵¹ Das ist gleichbedeutend mit einer Speicherleerung von einem Drittel des aggregierten Speicherinhalts in der jeweiligen Kalenderwoche.

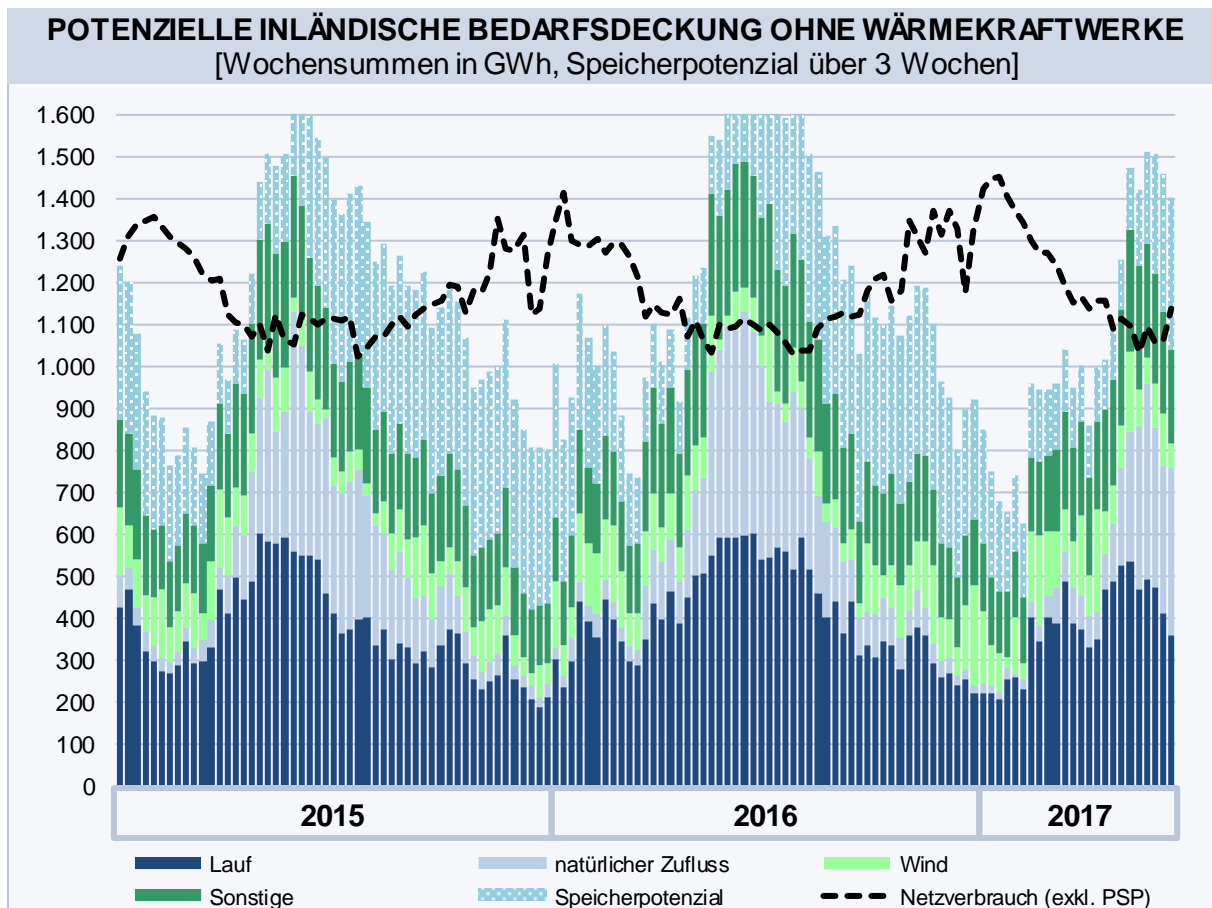


Abbildung 55: Bedarfsdeckung ohne Erzeugung aus Wärmekraftwerken (> 25 MW)

5.2.2 Risikofall „Langfristiger Importausfall“

In einem anderen Risikofall könnten sämtliche Importmöglichkeiten etwa durch einen großflächigen Stromausfall in Europa bzw. den Ausfall einzelner Leitungen zu erliegen kommen. Dann müsste Österreich den gesamten Verbrauch durch eigene Produktion decken. Wie Kapitel 3.2.5 bereits aufgezeigt hat, ist im Betrachtungszeitraum die prognostizierte Last jederzeit durch gesicherte verfügbare Leistung gedeckt. Energetisch betrachtet war die Bedarfsdeckung anhand der in Abschnitt 4.1.5 konzipierten natürlichen und potenziellen Inlandserzeugung in den letzten Jahren stets gegeben. Die außergewöhnlichen Ereignisse im Jänner hatten jedoch erstmals eine Situation zur Folge, in welcher der energetische Verbrauch nicht über zwei weitere Wochen gewährleistet werden konnte⁵². Eine vollständige Eigenversorgung in diesem Fall ist energetisch nur gegeben, wenn etwa 3,5 GW an thermischer Kraftwerkskapazität Bandstrom liefert.

⁵² Siehe Abschnitt 4.1.5 Case Study Jänner 2017

6 Netze

6.1 Ausbau und Instandhaltung der Netze

Die Stromversorgung in Österreich war früher durch regionale Lastdeckung mit Verbundleitungen zur Anbindung von Speicherkraftwerken und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit geprägt. Im Zuge der Entwicklung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes für Elektrizität, des steigenden Stromhandels und des Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Erzeugung in allen Netzebenen kamen mehr und mehr Transportaufgaben und neue Lastflussmuster hinzu. Diese Herausforderungen lassen sich auch an den über die Jahre steigenden Maximalleistungen von Stromimport und -export ablesen. Die Transportaufgabe weicht aufgrund der Entwicklungen bei Marktintegration und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien deutlich von der ursprünglichen ab. Gleichzeitig ist der Netzbau/-ausbau verzögert.

Damit einher gehen erhöhte Anforderungen an den Systembetrieb sowie kritische Netzsituationen, welche nur durch Engpassmanagementmaßnahmen beherrscht werden können.

Auf internationaler Ebene hat man darauf mit der Gründung der „TSO Security Cooperation“ (TSC) reagiert. Die Übertragungsnetzbetreiber, darunter auch die APG, betreiben seit 2010 eine gemeinsame IT-Plattform zum Datenaustausch für Sicherheitsberechnungen und ein permanentes „Security-Panel“. In täglichen Telefonkonferenzen werden Lastprognosen besprochen und der Netzbetrieb koordiniert. Das „Realtime Awareness and Alarm System“ RAAS gibt Auskunft über den Status der einzelnen Übertragungssysteme in Echtzeit.

Es ist die Pflicht der Netzbetreiber, das von ihnen betriebene System sicher, zuverlässig und leistungsfähig zu betreiben und zu erhalten. Dies schließt auch die Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität mit ein. Daher wurden die Übertragungsnetzbetreiber mit § 37 EIWOG 2010 verpflichtet, jährlich einen verbindlichen 10-Jahres Netzentwicklungsplan zu erstellen und der E-Control zur Genehmigung vorzulegen.⁵³ Die zugrundeliegenden aktuellen Prognosen von Angebot und Nachfrage sowie die Methoden zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs werden vom Übertragungsnetzbetreiber APG für Österreich mit dem Masterplan 2030 dargelegt.⁵⁴

⁵³ <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>

⁵⁴ Siehe online auf: <https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>

International ist APG in den regionalen Planungsgruppen Continental Central South und Continental Central East der ENTSO-E vertreten. In diesen Gruppen werden auf Basis der Verordnung 714/2009/EG Prognosen zur Versorgungssicherheit („Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ – SO&AF) und der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan („Ten Year Network Development Plan“ - TYNDP) erarbeitet. Die Europäische Union hat mit der Verordnung 347/2013/EG als Teil des Energieinfrastrukturpakets die Grundlagen für Projekte gemeinwirtschaftlichen Interesses („Projects of Common Interest“ - PCI) geschaffen. Eine Auswahl von TYNDP-Projekten, die spezielle Voraussetzungen erfüllen müssen, sollen als PCIs von rascheren und effizienteren Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren.⁵⁵

Im Zuge dessen gilt es, sogenannte „Bottlenecks“ der grenzüberschreitenden Kapazitäten sukzessive nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu minimieren, damit ein einheitlicher europäischer Binnenmarkt entstehen kann. Dies würde regionale Preisdifferenzen verringern, grenzüberschreitenden Handel fördern und stärken und somit auch die Versorgungssicherheit für ganz Europa erhöhen. Insbesondere Österreich würde von einem Ausbau der Kapazitäten profitieren, da besonders Exporte nach Italien, der Schweiz und Slowenien gesteigert werden könnten. Siehe diesbezüglich auch die aktuellen Informationen der grenzüberschreitenden Kapazitäten des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG⁵⁶.

Doch auch im Bereich der Verteilernetze entstehen neue Anforderungen. Immer mehr Haushalte, Landwirtschafts- und Gewerbebetriebe entschließen sich dazu, eigene Photovoltaik-Anlagen zu installieren. Dies wiederum veranlasst die Verteilnetzbetreiber, neue Anschlussbeurteilungsverfahren anzuwenden, dezentrale Netzregelung zu erlauben sowie neue Betriebsmittel, wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren, einzusetzen. Das bisher „statisch“ betriebene Verteilnetz wird zunehmend mit dynamischen Elementen durchsetzt. Diese Entwicklungen und die sukzessive Installation von intelligenten Messgeräten führt zu einer neuen Art und Weise, Verteilernetze zu planen und zu betreiben: Es entsteht ein „Smart Grid“.

6.1.1 Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze

Instandhaltung umfasst alle Maßnahmen, die über den gesamten Lebenszyklus der elektrischen Netze und Anlagen zur Erhaltung eines funktionsfähigen Zustands bzw. der Rückführung in diesen getroffen werden. Dazu gehören Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung.⁵⁷ In Umsetzung des § 15 (2) EnLG 2012 wird von der E-Control eine Beschreibung der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber abgefragt. Diese Programme

⁵⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

⁵⁶ <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/Allokationen>

⁵⁷ DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, Ausgabe 2012-09

werden grundsätzlich gemäß gesetzlichen Vorgaben, betrieblichen Erfahrungen und nach dem Stand der Technik durchgeführt. In den meisten Fällen gibt es detaillierte interne Regelwerke, die Teilprozesse vorgeben. So wird die Instandsetzung oft zustandsorientiert auf Basis regelmäßiger Inspektionen durchgeführt. Die Inspektionsmethoden reichen von Trassenbegehung, Sichtprüfungen, Thermografie-Messungen, Isolieröl-Untersuchungen, Isolations- und dynamische Widerstandsmessung bis hin zu HF-Detektion im Zuge von Leitungsbefliegungen. Bei Kabelleitungen, insbesondere im Niederspannungsbereich, erfolgt meist eine ereignisorientierte Instandsetzung. Zusätzlich erfolgt bei ausgewählten Anlagenelementen eine Überwachung durch vor Ort installierte Monitoringsysteme (z.B. Temperaturmonitoring). Die meisten Netzbetreiber setzen professionelle Instandhaltungssoftware ein, teilweise auch mit mobilen (satellitengestützten) Anwendungen. Bezüglich Instandsetzung und Verbesserung wurden u.a. folgende konkrete Maßnahmen berichtet: Ersatz von Masten, Leistungsschaltern, Schutz-, Leit- u. Sekundärtechnik, Armaturentausche, Betonsanierungsmaßnahmen an Stützpunktfundamenten, Korrosionsschutz, Einbau von Erdschlussortungen, USV-Anlagen und die Ertüchtigung von Schaltanlagen.

Die Netzbetreiber sind auch in einer Vielzahl nationaler wie internationaler Arbeitsgruppen vertreten, in denen sowohl die Weiterentwicklung von Bestehendem als auch zukünftige Neuerungen diskutiert werden. Dazu zählen Arbeitsgruppen bei Österreichs Energie und dem Verband für Elektrotechnik (OVE), CIGRE und Kooperationen mit technischen Universitäten. Weiters gibt es Kooperationen mit benachbarten Netzbetreibern im In- und Ausland. Zusätzlich zu Forschung und Entwicklung wird auch großes Augenmerk auf die regelmäßige Schulung des Betriebspersonals sowohl in fachspezifischen Bereichen als auch in Sicherheits- und Bergungsmaßnahmen sowie allgemeiner Weiterbildung (z.B. Betriebsführung, Baustellenkoordination, Logistik) gelegt.

6.2 Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

6.2.1 Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau

Im normalen Betriebszustand werden die Erzeugungsanlagen nach Marktlage betrieben. Innerhalb der Gebotszone Deutschland/Österreich wird dabei derzeit kein Netzengpass ausgewiesen. Zwischen Netzbetreibern und angeschlossenen Erzeugungsanlagen erfolgt ein Datenaustausch zu aktuellen und zukünftigen Erzeugungswerten (Prognosen).

6.2.2 Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen und kritischen Netzzuständen

Aufgrund der Marktintegration („Market Coupling“, internationaler Stromhandel) und der immer höheren Erzeugungsleistung fluktuierender erneuerbarer Anlagen kommt es häufiger vor, dass in einzelnen Netzabschnitten Überlastungen oder Sicherheitsverletzungen drohen, die dann nur mehr durch Engpassmanagementmaßnahmen aufgelöst werden können. Dies sind insbesondere netztechnische Maßnahmen wie Trafostellungen und Schaltzustände zur Umleitung von Lastflüssen auf weniger ausgelastete Betriebsmittel durch die Netzbetreiber sowie gezielte und kostenpflichtige Eingriffe in den Betrieb von Erzeugungsanlagen durch Netzbetreiber bzw. Regelzonenführer gem. § 23 (2) EIWOG 2010 („Redispatch“).

In kritischen Situationen verfügen die meisten Netzbetreiber weiters über die Möglichkeit, anhand von Tonsteuerrundfrequenzanlagen oder auch automatisch, frequenz- und/oder spannungsabhängig Abschaltungen von Verbrauchern vorzunehmen.

Zur Vermeidung von Großstörungen sind Maßnahmen entsprechend den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Teil E⁵⁸ zu setzen. Kritische Zustände sind dadurch gekennzeichnet, dass elektrische Grenzwerte von Betriebsmitteln infolge einer Störung über- oder unterschritten werden, d.s. vor allem unzulässige Spannungsänderungen und Frequenzabweichungen. Diesen kann durch vorbeugende Maßnahmen begegnet werden (z.B. Anpassung von Regler- und Schutzeinstellungen, vorbeugende Spannungsanhebung oder -absenkung, Mobilisierung von Blindleistungsreserven). Bei Eintritt von kritischen Zuständen sind Stufenpläne anzuwenden, die u.a. automatisches Zu- oder Abschalten von Speicherpumpen, Netzelementen, Lastabwurf bis zur Netztrennung von Erzeugungsanlagen vorsehen.

⁵⁸ Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, Version 2.1, E-Control 2011

Wesentliche Bestimmungen zur netzbetreiberübergreifenden Kooperation finden sich im „Operation Handbook“ der ENTSO-E⁵⁹.

Auf europäischer Ebene wird eine weitere Harmonisierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in diesem Bereich vorangetrieben. Art. 6 der Verordnung 714/2009/EG sieht Netzwerkkodizes auch für den Übertragungsnetzbetrieb vor. Einige der Kodizes enthalten Bestimmungen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind. Die System Operation Guideline (‘Operational Security’, ‘Operational Planning and Scheduling’ und ‘Load-Frequency-Control and Reserves’) wird 2017 als EU-Verordnung veröffentlicht. Der Kodex ‘Emergency and Restoration’ soll ebenfalls noch heuer folgen.

Abgesehen von betriebsmittel- oder überlastungsbedingten Störungen können auch Naturkatastrophen oder Terrorakte Blackouts auslösen. Die Richtlinie 2008/114/EG⁶⁰ zum Schutz kritischer Infrastrukturen erstreckt sich ausschließlich auf den Energie- und den Verkehrssektor und behandelt Gefahrenabschätzung, Risikomanagement und auch Cyber-Sicherheit. Ergänzend zur Richtlinie hat der Europäische Rat auch unverbindliche Leitlinien zur Durchführung der Richtlinie erlassen, die Verschlussache sind. Die Zuständigkeit in Österreich liegt beim Bundeskanzleramt.

6.2.3 Netzwiederaufbau

Im Falle eines weiträumigen Netzzusammenbruchs bestehen Vereinbarungen (Richtlinien und Verträge) zum Netzwiederaufbau der unterlagerten Verteilnetzbetreiber und ausgewählter Erzeugungsanlagen mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Es wird kontinuierlich an einer Optimierung der Netzwiederaufbaukonzepte gearbeitet. Die koordinierten Vorgehensweisen werden in Inselbetriebsversuchen oder am Simulator geübt. Ebenso gibt es bei den meisten Verteilnetzbetreibern regionale Notprogramme und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfallsszenarien.

6.2.4 Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung von 2016, sind von der E-Control jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden seit dem Jahr 2002 in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Oesterreichs Energie“) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Die mit 1. Juli 2013 in Kraft getretene

⁵⁹ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

⁶⁰ Richtlinie 2008/114/EG über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern.

Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) verpflichtet die österreichischen Netzbetreiber, ab dem Berichtsjahr 2014 alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 s (statt bisher ab 3 min) zu erfassen und der Regulierungsbehörde zu melden. Dies trägt zu einer weiteren Harmonisierung der statistischen Erhebungen hinsichtlich Art und Vergleichbarkeit der erfassten Daten auf europäischer Ebene bei. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Eventuelle Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ein rasches Entgegenwirken ermöglicht.

Die (Nicht-) Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen wird von der E-Control ebenfalls jährlich in den (Nicht-) Verfügbarkeitsstatistiken veröffentlicht.⁶¹ Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX⁶², auf der unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

⁶¹ <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik>

⁶² <http://www.transparency.eex.com/>

7 Neue Entwicklungen

7.1 Elektromobilität

Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) erarbeitete im Einklang mit der EU-Richtlinie 2014/94/EU einen nationalen Strategierahmen für die Verringerung der Umweltbelastung im Verkehrssektor⁶³. Durch das 2015 unterzeichnete Pariser Abkommen, das bereits 2016 durch den österreichischen Nationalrat ratifiziert wurde, und die durch die europäische Kommission vorgeschlagenen nationalen Umsetzungsziele gelten für den österreichischen Verkehrssektor besonders ambitionierte Vorgaben zur Treibhausgasemissionsreduktion bis 2030. Die Elektromobilität soll in diesem Kontext eine wesentliche Rolle zur Einhaltung der Umwelt- und Klimaziele einnehmen. Als Grundlage der Etablierung der Elektromobilität sind unter anderem der europäische Normungsbedarf, der Ausbau der Stromladeinfrastruktur und die Ausgestaltung von ökonomischen Anreizsystemen zu nennen. Aus Perspektive der Gewährleistung der österreichischen Stromversorgungssicherheit wollen wir den Fokus jedoch auf die Bedarfsdeckung im Rahmen einer potenziellen Mobilitätswende legen.

Wie in Tabelle 4 dargelegt ist der Anteil von Elektrofahrzeugen am gesamten österreichischen Pkw-Bestand mit 0,3% noch verschwindend gering. Durch die Etablierung von Förderprogrammen stiegen die Neuzulassungen zwar deutlich an, aufgrund weiterhin bestehender Unsicherheiten ist eine sprunghafte Mobilitätswende aber nicht zu erwarten. Aus heutiger Sicht realistisch erscheint ein koordinierter Anpassungsprozess, der über Jahrzehnte erfolgen wird. Dabei kann aktuell auch noch nicht abgeschätzt werden, welche Technologie sich im Wettbewerb behaupten kann – vor allem Wasserstofffahrzeuge⁶⁴ sollten als ernsthafte Alternative zur Elektrifizierung des Verkehrssektors angesehen werden. Da technologische Innovationen⁶⁵ und dynamische Anpassungsprozesse⁶⁶ kaum vorhersehbar sind, sind derzeitige Strombedarfsprognosen durch Elektrofahrzeuge zumeist statische Umrechnungen des heutigen energetischen Verbrauchs fossiler Motorensysteme auf effizientere Elektromotoren. Auf Basis derartiger Abschätzungen rechnet man mit einer zusätzlichen Stromnachfrage zwischen maximal zehn und fünfzehn TWh für das Jahr 2030 oder einer Bandstromlieferung von über einem GW. Ein derartiger Anstieg scheint durch einen begleiteten Ausbau von Wasserkraft, Windanlagen und Photovoltaik nur bedingt durch erneuerbare Energieträger darstellbar. Um die hierfür notwendigen Investitionsanreize

⁶³ siehe <https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/strategierahmen.pdf>

⁶⁴ unter Verwendung von Brennstoffzellen.

⁶⁵ z.B. die Überwindung des Reichweitenproblems von batteriebetriebenen Elektromotoren.

⁶⁶ z.B. Preisdynamiken durch den stetigen Ausbau der Elektromobilität oder Änderungen privater Mobilitätspräferenzen durch Car-Sharing und den Ausbau öffentlicher Verkehrsinfrastruktur.

gewährleisten zu können, sind effiziente Preissignale ausschlaggebend, die über potenzielle Knappheit (oder Überschuss) in der Stromversorgung informieren.

Tabelle 4: Pkw-Bestand 2017

Vorläufiger Pkw-Bestand am 31.08.2017 nach Kraftstoffarten bzw. Energiequelle Absolut und Anteile		
Kraftstoffarten bzw. Energiequelle	August 2017	Anteile in %
Benzin inkl. Flex-Fuel	2.069.043	42,4
<i>darunter Flex-Fuel</i>	6.050	0,3
Diesel	2.771.983	56,8
Elektro	12.803	0,3
Flüssiggas	1	0,0
Erdgas	2.423	0,0
Benzin/Flüssiggas (bivalent)	343	0,0
Benzin/Erdgas (bivalent)	2.686	0,1
Benzin/Elektro (hybrid)	23.304	0,5
Diesel/Elektro (hybrid)	1.423	0,0
Wasserstoff (Brennstoffzelle)	17	0,0
Insgesamt	4.884.026	100,0

Q: STATISTIK AUSTRIA, Kfz-Statistik. - Rundungsdifferenzen nicht ausgeglichen.

Neben der Abschätzung des zusätzlichen energetischen Stromverbrauchs durch die Elektrifizierung des Verkehrssektors ist auch die stetige Lastdeckung von besonderer Bedeutung. Ohne steuernde Eingriffe ist ein deutlicher Anstieg der Spitzenlast durch gleichzeitige Ladenachfrage zu erwarten. Derartige Spitzenlasterhöhungen können eine ernste Gefahr für die Sicherstellung der Netzstabilität darstellen. In einer von der technischen Universität Graz durchgeführten Studie⁶⁷ wird auf die Notwendigkeit von Laststeuerungsmaßnahmen im Kontext der Elektromobilität hingewiesen. Technisches Lastmanagement⁶⁸ oder steuernde Bepreisungssysteme⁶⁹ sollten eingesetzt werden, um zu hohe Lastspitzen zu vermeiden und Stromverbrauch und Stromerzeugung auch in Zeiten der Elektromobilität auszugleichen. Aus derzeitiger Sicht ist nicht zu erwarten, dass die Elektromobilität die Netzstabilität gefährdet.

7.2 Verteilnetze

Da die Grenzen zwischen Produzenten und Verbrauchern immer mehr verschwimmen, werden sogenannte Prosumer in der Zukunft eine wesentliche Rolle spielen. Diese Prosumer interagieren am Energiemarkt einerseits mit zusätzlicher Produktion und andererseits mit

⁶⁷ siehe Stigler, H., et al. "Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft." Studie im Auftrag von Österreichs Energie, IEE TU Graz, Graz (2010).

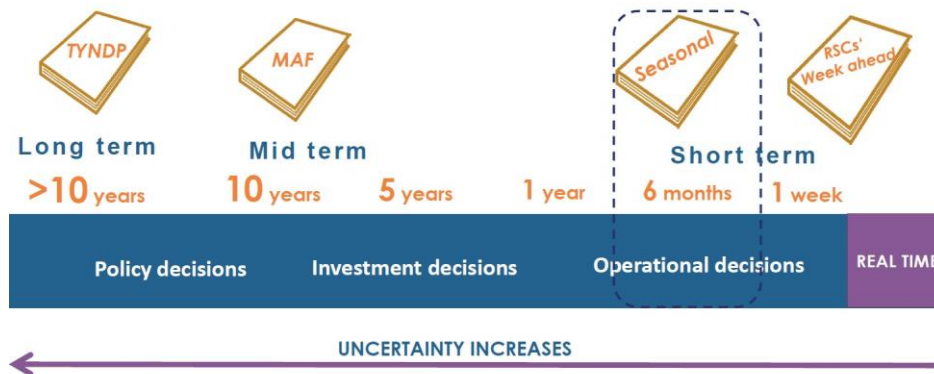
⁶⁸ unter anderem mittels Funkrundsteuerung oder Smart Metering.

⁶⁹ z.B. dynamische Preissetzung.

Leistungsreduktion. Die Grundlage dafür sollen unter anderem auch die Smart Meter schaffen. Über finanzielle Anreize werden Prosumer bereit sein, ihre Flexibilität dem Markt und den Netzbetreibern anzubieten, so wie es derzeit schon Kraftwerke und wenige Industriebetriebe am Regenergiemarkt erfolgreich betreiben. Der stetige Ausbau der Photovoltaik und der steigende Trend in Heimspeicherlösungen werden die Rolle des Prosumers stärken. Selbst ohne bestehende Photovoltaik- bzw. Speicheranlage könnten aktive Prosumer durch unterbrechbare Tarife bzw. Leistungsreduktionen zu gewissen Zeiten mit entsprechender finanzieller Kompensation einen positiven Beitrag zur Netzstabilität und zu sinkenden Regenergiekosten leisten.

8 Weitere Grundlagen

Different risks addressed at different times



Quelle: ENTSO-E

In regelmäßigen Abständen veröffentlicht ENTSO-E eine Reihe von Berichten zum Thema Versorgungssicherheit. Diese analysieren die Versorgungssituation in unterschiedlichen Zeithorizonten, heruntergebrochen auf Länderebene für kurzfristigere Berichte, mehr generalisiert auf regionaler und gesamteuropäischer Ebene für längerfristige Berichte.

8.1 ENTSO-E Summer Outlook Winter Review 2017

ENTSO-E veröffentlicht jährlich zwei Berichte zur saisonalen Vorschau. Der aktuellste Bericht bietet eine Vorschau auf den Sommer 2017.

Seasonal Outlooks geben Auskunft über die Versorgungssituation für die kommende Saison in den einzelnen europäischen Ländern unter Berücksichtigung der Interkonnektoren in verschiedenen möglichen Szenarien. Dabei wird die den TSOs bekannte Jahresplanung der Kraftwerke (Neuinbetriebnahmen, Reparaturen, Einsatzpläne, Einmottungen, etc.) für die kommende Saison für die Modellierung der Erzeugung herangezogen. Bezogen auf Wetter und damit einhergehende Auswirkungen auf Erzeugung und Bedarf, wird eine „Normalsituation“ sowie eine verschärfte Situation analysiert, die in etwa einmal in 10 Jahren auftritt.

Die Analysen werden im ersten Schritt auf nationaler Ebene durchgeführt, danach wird erhoben, wie Nachbarländer in kritischen Situationen zur Stabilität des eigenen Systems beitragen können. Es wird auch eine europaweite Analyse durchgeführt, die zu dem – allerdings nur theoretischen - Ergebnis kommt, dass im Sommer 2017 genug Erzeugung vorhanden ist, um den Bedarf zu decken, da die Netzsituation dabei nicht berücksichtigt wird.

Zusätzlich wird in den Reports ein Rückblick auf die letzte Saison durchgeführt, um die zukünftige Erstellung weiter zu verbessern.

Die Ergebnisse für Österreich zeigen für den Sommer 2017 unter normalen Bedingungen eine mögliche marktbasierende Importabhängigkeit, obwohl eine ausreichende Menge an Erzeugungskapazität verfügbar wäre. Im Szenario mit verschärften Bedingungen zeigt sich zusätzlich für eine Woche (KW 38) ein möglicher Bedarf an Importen, der sich jedoch über die verfügbaren Netzkapazitäten decken lässt.

Für den Fall extremer Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind, PV) ist in Österreich ebenfalls in allen analysierten Szenarien ausreichend Kraftwerkskapazität vorhanden, um ausgleichend einzugreifen, sodass in Folge keine Exporte notwendig wären.

8.2 ENTSO-E MAF

Der ENTSO-E Mid-term Adequacy Forecast erschien erstmals 2016. Er löst den Scenario Outlook & Adequacy Forecast ab und bietet erstmals eine gesamteuropäische probabilistische Analyse der Versorgungssicherheit – der Fähigkeit des Energieversorgungssystems die Nachfrage unter allen Bedingungen zu decken. Er bildet den Rahmen in Bezug auf Daten und Annahmen für weitere Analysen auf regionaler und nationaler Ebene.

Die Annahmen, die für die unterschiedlichen Szenarien getroffen werden, basieren dabei auf historischen Daten der letzten Jahrzehnte und Informationen der Marktteilnehmer zu Entwicklungen der Kraftwerksparks in den nächsten Jahren. Die Szenarien fallen teilweise sehr unterschiedlich aus und spannen einen weiten Rahmen an möglichen Zukunftsperspektiven auf, von bestmöglichen Varianten bis zu Worst-Case Analysen. Zusätzlich können in den einzelnen Szenarien unterschiedliche Sensitivitäten untersucht werden.

Die Analysten rechnen mit einem jährlichen Wachstum der österreichweiten Last von 0,56% bis zum Jahr 2020. Ab 2020 wird aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen nur mehr ein Wachstum von 0,25% berücksichtigt. Für die Erzeugung werden von Marktteilnehmern im Rahmen des TYNDP 2016 Prozesses gesammelte Inputdaten herangezogen. Ein weiterer Anstieg des Zubaus bei erneuerbaren Energien (Wind, PV und Pumpspeicher) sowie die Stilllegung thermischer Kraftwerke wird prognostiziert.

Bei der Prognose der Entwicklung der thermischen Kapazitäten wird berücksichtigt, dass diese aller Voraussicht nach für die nächsten Jahre vertraglich zur Engpass-Vorsorge gesichert werden. Diese Kapazitäten werden somit bis 2020 als verfügbar angenommen.

8.2.1 Nachbarländer

In Deutschland wird jährlich ein Bedarf an Reservekapazitäten festgesetzt, der vertraglich sichergestellt wird. Diese Kapazitäten werden im MAF allerdings nicht in die Ergebnisse der Simulationen einbezogen.

In Tschechien werden in den Jahren bis 2025 aufgrund der eigenen Erzeugung und der verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten laut MAF keine Probleme erwartet. In diesem Zusammenhang werden auch keinerlei Änderungen prognostiziert.

Gleiches gilt für die Slowakei. Hier werden die Gründe auch im Ausbau der Atomenergie und der grenzüberschreitenden Leitung nach Ungarn gesehen.

Ungarn ist laut MAF vor allem mittelfristig stark von Importen abhängig, solange es keine neuen Investitionen in Erzeugungsanlagen (konkret das Kernkraftwerk Paks) gibt.

Slowenien bestätigt, keine Adequacy Probleme zu haben. Schlimmstenfalls bliebe man auf dem bestehenden Niveau, bestenfalls werden geplante Kraftwerksprojekte wie geplant umgesetzt und die bestehenden Kapazitäten damit erhöht.

Italien sieht weiterhin eine hohe Importabhängigkeit an seinen Grenzen zu den Nachbarländern.

Die Schweizer Ergebnisse zeigen bis 2020 keine Probleme. Für 2025 zeigen sich mögliche Knappheiten, wobei festzuhalten ist, dass laut der Schweiz für diesen Zeitraum im MAF zu pessimistische Annahmen getroffen wurden.

9 Impressum

Herausgeber und Hersteller:

E-Control

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Das Produkt und die darin enthaltenen Daten sind urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte sind der E-Control vorenthalten. Die Vervielfältigung und Verbreitung der Daten sowie deren kommerzielle Nutzung ist ohne deren vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Weiters ist untersagt, die Daten ohne vorherige schriftliche Zustimmung der E-Control ins Internet zu stellen, und zwar auch bei unentgeltlicher Verbreitung. Eine zulässige Weiterverwendung ist jedenfalls nur mit korrekter Quellenangabe "E-Control" gestattet.

© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

(E-Control)

Wien, Dezember 2017