

MONITORING REPORT
VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM 2020

UNSERE ENERGIE VERTRAUT AUF SICHERHEIT.



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	16
3.1 Bestandsaufnahme	16
3.1.1 Engpassmanagement	16
3.1.2 Veränderungen des heimischen Kraftwerkparks	16
3.1.3 Lastverläufe	17
3.1.4 Stromverbrauch	20
3.1.5 Pumparbeit	21
3.2 Prognosen	23
3.2.1 Verbrauchsprognose	23
3.2.2 Unterschiedliche Modelle im Vergleich	24
3.2.3 Leistungsprognose der gesamten Versorgung	25
4 Bedarfsdeckung	27
4.1 Bestandsaufnahme	27
4.1.1 Kraftwerke	27
4.1.2 Produktion	28
4.1.3 Flexibilität und Demand Response	37
4.1.4 Bei der Regelreserve sind Verbraucher zugelassen, sofern sie die erforderlichen technischen Voraussetzungen erbringen können. Dies wird im Rahmen der Präqualifikation vom Regelzonenführer geprüft. Abschätzung des österreichischen Bedarfsdeckungspotenzials	37
4.2 Prognosen (Leistung)	46
4.2.1 Kraftwerksausbauprojekte	48

4.2.2	Prognose Kraftwerkspark Regelzone.....	48
4.2.3	Gesicherte Leistung und Deckungsrechnung.....	49
4.2.4	Verteilung der gesicherten Leistung nach Technologie	51
4.3	Prognosen (Arbeit)	52
4.3.1	Prognose der tatsächlichen Erzeugung	52
5	Bewertung.....	56
5.1	Interpretation der Ergebnisse der Abschnitte 3) und 4)	56
6	Netze	57
6.1	Ausbau und Instandhaltung der Netze.....	57
6.1.1	Qualität und Umfang der Instandhaltung der Netze.....	58
6.2	Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen.....	60
6.2.1	Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau	60
6.2.2	Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen und kritischen Netzzuständen.....	60
6.2.3	Netzwiederaufbau.....	61
6.2.4	Verfügbarkeit von Netzen und Erzeugungsanlagen	61
6.3	Netzsicherheit	62
7	Neue Entwicklungen.....	63
7.1	Elektromobilität.....	63
7.2	Deckungsmodell inkl. E-Mobilität und Teilelektrifizierung der Industrie.....	63
7.2.1	Evaluierung des Deckungsmodells	65
7.3	Verteilnetze	68
7.4	Stilllegungen und Betriebsunterbrechungen	68
8	Impressum.....	70

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderungen der Regelzone zum Vorjahresbericht.....	7
Abbildung 2: Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung in der Regelzone	8
Abbildung 3: Veränderungen der Engpassleistung des Kraftwerksparks in der Regelzone	9
Abbildung 4 1.1.2019 vs. 1.1.2018 – Kraftwerkspark Brutto Engpassleistung Regelzone	17
Abbildung 5: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste in der Regelzone	18
Abbildung 6: Dauerlinien und Lastverteilung 2019.....	19
Abbildung 7 Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung in der Regelzone	20
Abbildung 8 Entwicklung des EEV & Bruttoinlandsverbrauch	21
Abbildung 9 Pumpleistung in der Regelzone.....	22
Abbildung 10 Pumparbeit in der Regelzone pro Stunde.....	22
Abbildung 11 Prognose des EEV.....	25
Abbildung 12 Prognose Maximale Last	26
Abbildung 13 Brutto EPL nach Technologie in MW Regelzone	28
Abbildung 14 Ermittelte Einspeiseprofile anhand von stündlichen Mittelwerten	29
Abbildung 15 Viertelstündliche Load Ramps der Windeinspeisung in MW.....	30
Abbildung 16 Österreichische Bruttostromerzeugung nach Energieträgern.....	31
Abbildung 17:Saisonalität der Bedarfsdeckung 2019 (Regelzone)	33
Abbildung 18: Saisonalität der Bedarfsdeckung 2020 (Regelzone).....	34
Abbildung 19: Tatsächliche energetische Bedarfsdeckung 2016-2020.....	35
Abbildung 20: Energetische Bedarfsdeckung durch natürliche Erzeugungsmöglichkeiten der Regelzone	39
Abbildung 21: Hypothetische Deckungslücke ohne Speicherleerung der Regelzone.....	41
Abbildung 22 Verfügbarer Energieinhalt der Speicher	42
Abbildung 23 Potenzielle inländische Bedarfsdeckung in der Regelzone.....	43
Abbildung 24 Langjährige Entwicklung der Lauferzeugung (> 25 MW) im Dezember und Jänner (öffentliche Versorgung)	44
Abbildung 25 Österreichs Kraftwerkspark 2030 in der Regelzone.....	49
Abbildung 26 Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung.....	50
Abbildung 27 Deckungsrechnung für Österreich & Regelzone	51
Abbildung 28 Gesicherte Leistung nach Technologie 2030, Regelzone.....	52
Abbildung 29 Energetische Prognose für das Jahr 2030	54

Abbildung 30 Aufbau Deckungsmodell	64
Abbildung 31 Anzahl unterdeckte Stunden pro Jahr.....	65
Abbildung 32 unterdeckte Stunden im Tagesprofil bei 1000 Simulationen	66
Abbildung 33 unterdeckte Stunden im Jahresprofil bei 1000 Simulationen.....	67
Abbildung 34 Histogramm Deckungsprofil.....	67

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. In jeder Versorgungsperiode findet 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.

Die Versorgungssicherheit wird anhand definierter Fallbeispiele bewertet, die besonders herausfordernde Lastfälle und Stromverbrauchsperioden darstellen. Die frühere Bewertung der Versorgungssicherheit wird nur hinsichtlich der Deckung der Lastspitze ergänzt. Dies erfolgt durch eine energetische Betrachtungsweise über definierte Perioden, da dies insbesondere angesichts der größeren Rolle von Flexibilitäts- und Speichertechnologien relevant ist.

Untersucht wird, ob über eine Periode von drei Wochen mit außergewöhnlich hohem Stromverbrauch auch mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Technologien (niedrige Laufwasserkrafterzeugung, reduzierte Wasserspeichermengen mit geringem natürlichen Zufluss) die Strombedarfsmengen mit Erzeugungsanlagen in Österreich gedeckt werden können.

Als **Bilanzgrenze** wird die Regelzone APG¹ betrachtet. Als Datengrundlagen 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.

Die folgende Abbildung zeigt die Veränderungen von Erzeugungskapazitäten (in MW) und der Last (in MW) für das Jahr 2020 gegenüber 2019 sowie die Veränderung der energetischen Endverbrauchsprognosen für 2030 (in GWh) im Bericht 2020 im Vergleich zum

¹ inklusive der Versorgungsgebiete in Deutschland und exklusive der in anderen Regelzonen gelegenen österreichischen Versorgungsgebiete.

Vorjahresbericht.

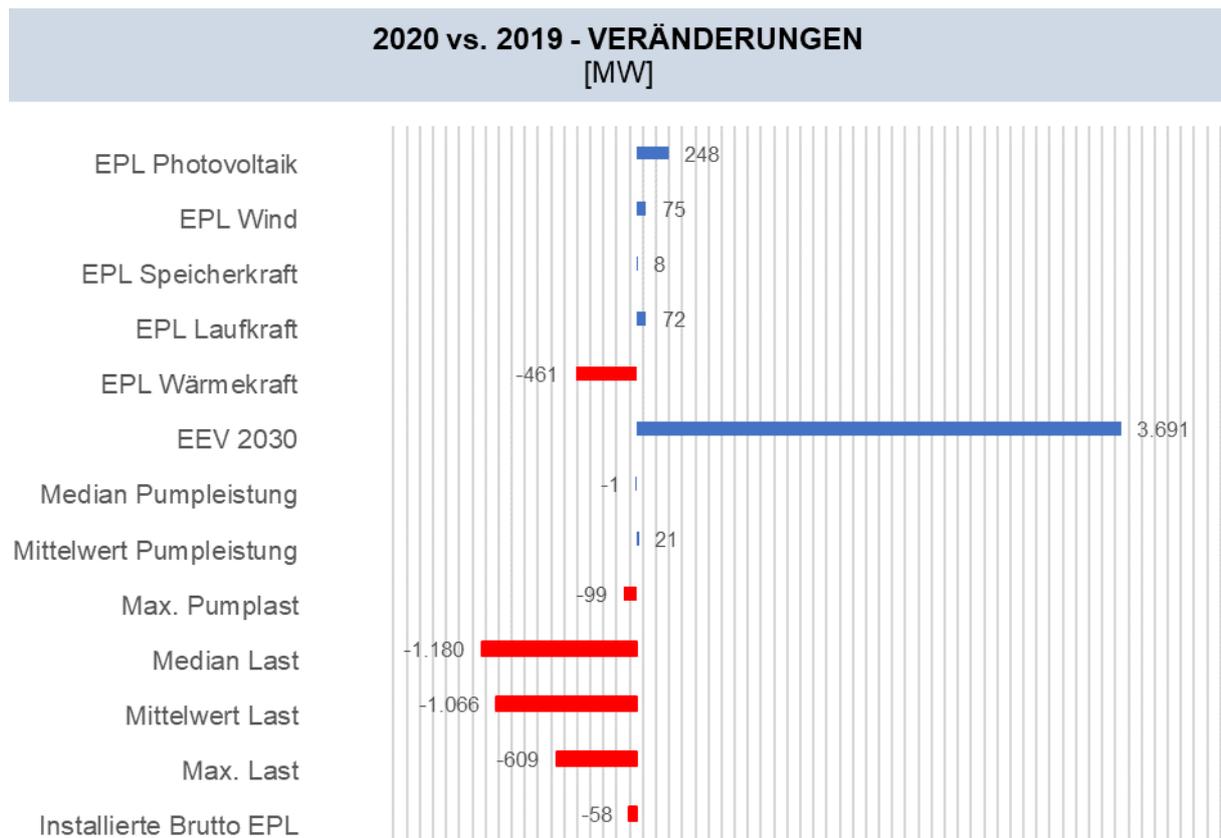


Abbildung 1: Veränderungen der Regelzone zum Vorjahresbericht

Die Ergebnisse für Österreich zeigen für den Sommer 2020 unter normalen Bedingungen eine revisions- und marktbasiertere Importabhängigkeit, obwohl eine ausreichende Menge an Erzeugungskapazität verfügbar wäre. Im Szenario mit verschärften Bedingungen zeigte sich ein möglicher Bedarf an Importen aufgrund der verfügbaren Erzeugungskapazitäten, der jedoch aus den Nachbarländern gedeckt werden konnte.

Die Erzeugungskapazität der Kraftwerksgruppe Obere III-Lünersee ist der Regelzone TransnetBW zugeordnet und wird daher in dieser Analyse auch nicht mehr für die österreichische Versorgung berücksichtigt.

Die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz wird seit Oktober 2018 dem deutschen Regelblock zugeordnet.

Lastdeckungsreserve

In der folgenden Abbildung wird die Lastdeckungsreserve dargestellt. Es handelt sich dabei um die noch verfügbare gesicherte Leistung bei Deckung der maximalen Last. Im diesjährigen Bericht wurden darüber hinausgehend alle 8760 Stunden des Jahres 2030 modelliert und Lastdeckungsprognosen erstellt. Hierbei handelt es sich um die prognostizierte Last im Verhältnis zum Kraftwerkspark in der Regelzone APG, einschließlich industrieller Erzeugungsanlagen. Diese Darstellung der Lastdeckung findet sich auch in diversen Adequacy Forecasts der ENTSO-E und der Übertragungsnetzbetreiber wieder.

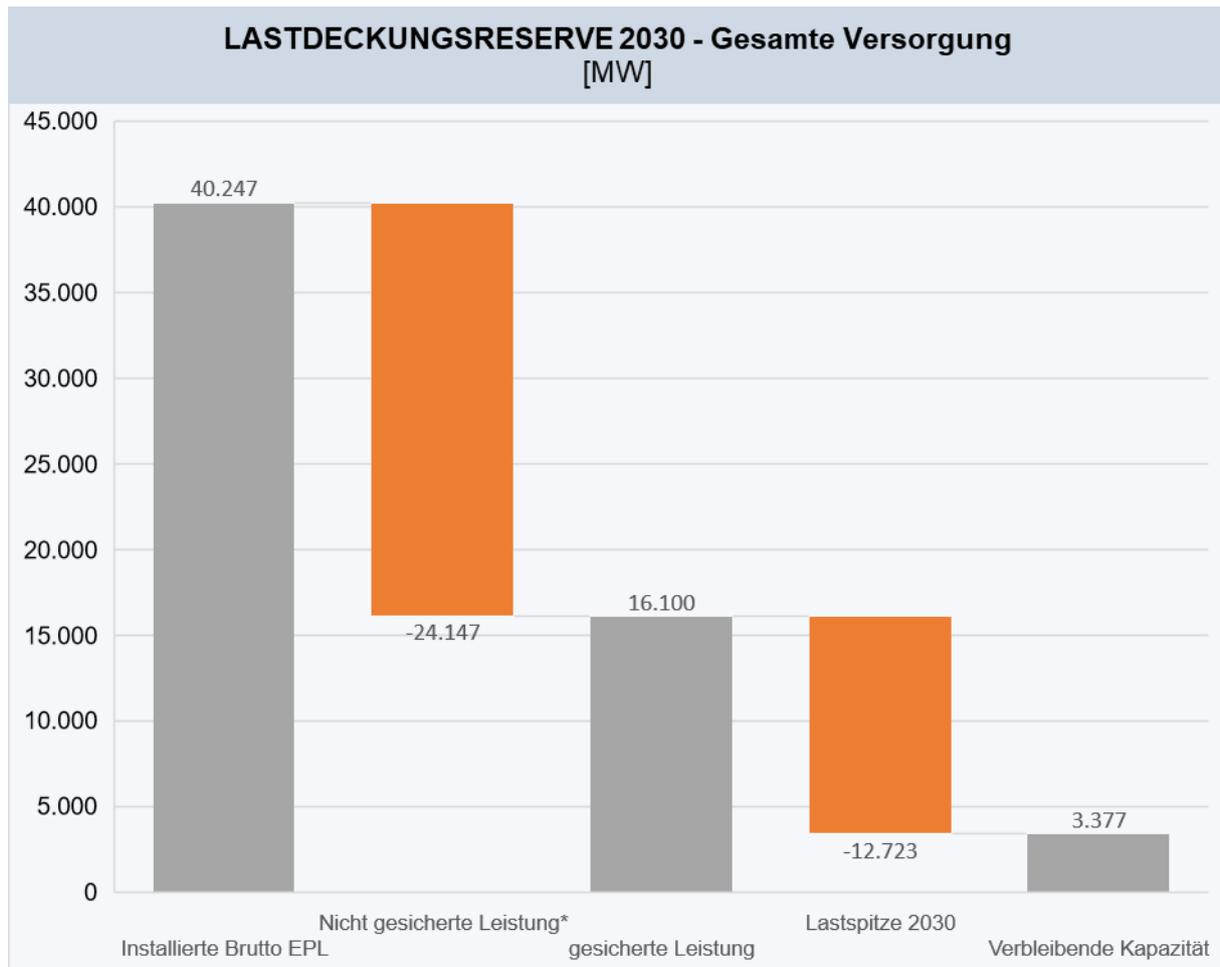


Abbildung 2: Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung in der Regelzone

In dieser Berechnung verbleibt bei einer erwarteten Lastspitze in Höhe von 12.723 MW nach ihrer Deckung durch Kraftwerke in der Regelzone (inklusive der Kraftwerkseinheiten der Industrie in Österreich) eine freie gesicherte Kapazität in Höhe von 3.377 MW für eine Lastdeckung von 1h. Die Berechnung beruht auf den Meldungen der Kraftwerksbetreiber aller bereits in Bau befindlichen Anlagen sowie den Ausbauplänen der Regierung für das Jahr 2030.

Kraftwerkspark-Engpassleistung

In der folgenden Abbildung werden die Leistungen des Kraftwerksparks mit seinen Veränderungen 2020 im Vergleich zu 2019 dargestellt. In Summe beträgt die Engpassleistung 23.952MW in der Regelzone APG.

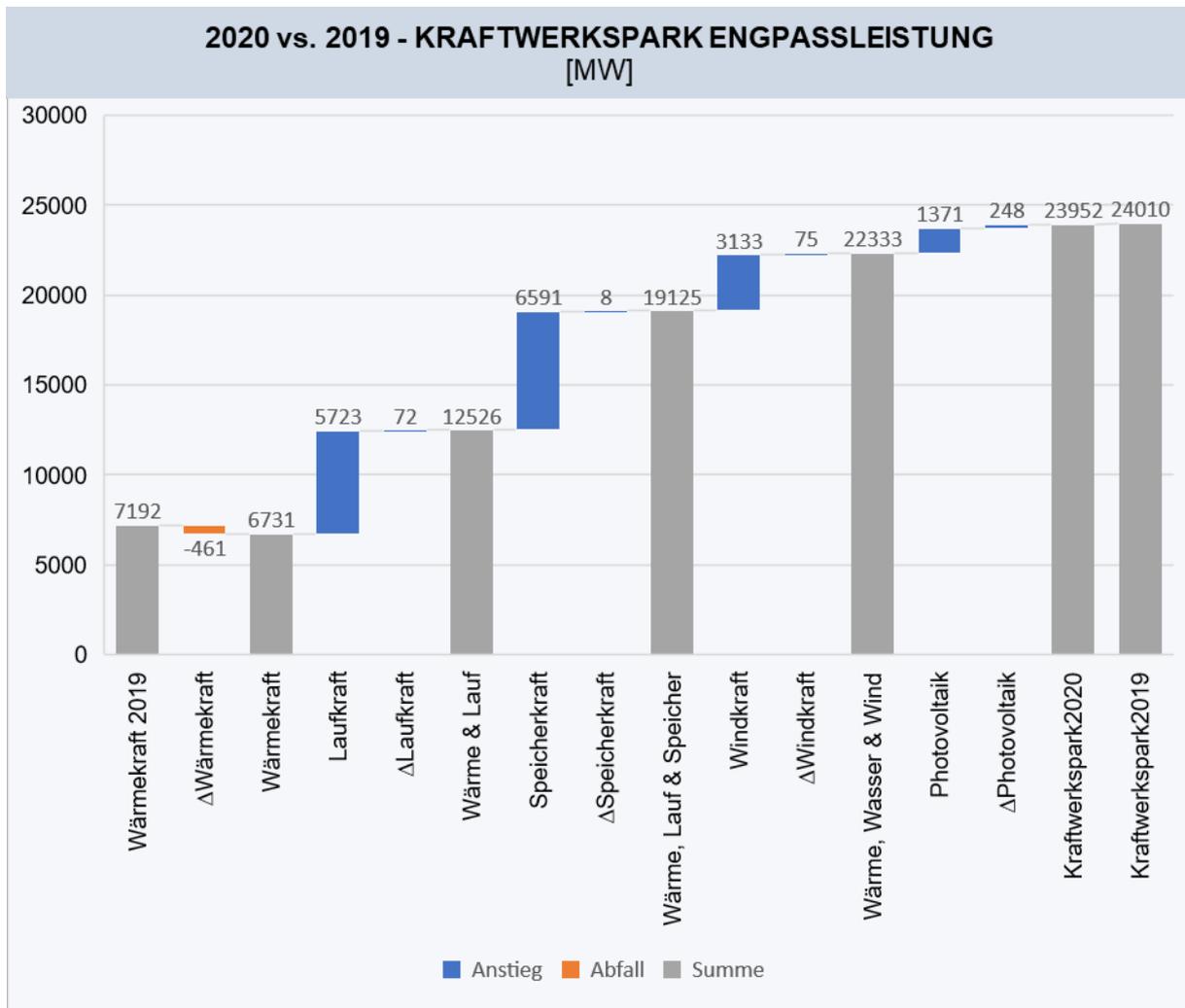


Abbildung 3: Veränderungen der Engpassleistung des Kraftwerksparks in der Regelzone

Zusammenfassende Bewertung

Leistungsseitig ist im Szenario 2030 inklusive aller in Bau befindlichen Anlagen zu beinahe 100% mit einer Deckung durch österreichische Kraftwerke zu rechnen. Die Wärmekraftwerke steuern dabei 6169 MW an gesicherter Leistung bei, die Speicherkraftwerke in der Regelzone APG 4375 MW und die erneuerbaren Energieträger (Lauf, Wind, PV) 5551MW.

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 auch in diesem Bericht vom Ziel einer **leistungsmäßigen Volldeckung** mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer **energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen** hinweg ausgegangen. Eine extreme Wettersituation mit niedriger Wasserführung und kaum Wind- und PV-Produktion über einen Zeitraum von mehr als drei Wochen wurde als sehr unwahrscheinlich verworfen.

Aktuell (2020/21): 2020 war eine leistungsmäßige Deckung des Lastmaximums gegeben, d. h. die heimische Last konnte 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 zu jedem Zeitpunkt gegeben.

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen. Während eine Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke gemäß den eingelangten Stilllegungsmeldungen ein beruhigendes Bild zeichnet, ergibt die Extremrechnung „ohne öffentliche thermische KW“ naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung, allerdings ohne Einbeziehung ausländischer Kraftwerksleistungen.

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt wäre aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 13.565 MW im Jahr 2030 grundsätzlich davon auszugehen, dass ausreichende Energiemengen ohne weiteres importiert werden können. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar.

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.

Basierend auf dem gesetzlichen Auftrag und aufgrund neuer energiewirtschaftlicher Fragestellungen 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 in der österreichischen 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 dem Kraftwerk Sellrain-Silz. 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.

Darauffolgend ist die Prognose des Zubaus aller bereits in Bau befindlichen Anlagen zu Grunde gelegt. Mit Hilfe eines Simulationsmodells wird die gesicherte Leistung des thermischen Kraftwerksparks, der Pumpspeicherkraftwerke, der Laufkraftwerke sowie der Wind und PV Anlagen ermittelt. 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, wodurch es insbesondere beim Wind- und PV-Zubau zu einer starken Unterschätzung kommt. Diese werden gegebenenfalls erwähnt, fließen jedoch nicht in Modellberechnungen ein.

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.

Detailliert wird in dem Bericht, wie schon im letzten Bericht, ausschließlich auf die Bilanz der Regelzone APG eingegangen. Allerdings beziehen sich die Prognosen des energetischen Endverbrauchs, sowie die der Spitzenlast auf das gesamte Bundesgebiet Österreich.

Neben der Prognose des Kraftwerksparks und der Ermittlung der gesicherten Leistung sind in dem Bericht Analysen der energetischen Situation dargestellt und durch Modellierungen energetische Prognosen erstellt worden. Die Analysen 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 Bruttoinlandsstromverbrauch² 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 verfügbaren Leistung beruhen auf einem konservativen Ansatz, indem in einer Monte-Carlo Simulation das unterste Perzentil gleichzeitiger Kraftwerksverfügbarkeiten über alle Technologien hinweg verwendet wird. 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: z. B. 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 den im Regierungsprogramm 2020 erwähnten Ausbauplänen bezüglich erneuerbarer Energieträger. 27 Terrawattstunden elektrischer Energie sollen 2030 zusätzlich aus regenerativen Energiequellen gewonnen werden mit dem Ziel, Österreich bilanziell, zu 100% auf erneuerbaren Strom umzustellen. Den größten Zuwachs erfährt in diesen Plänen der Energieträger Photovoltaik mit 11 TWh, dicht gefolgt von Windkraft mit 10 TWh. Wasserkraft und Biomasse streben Ausbauziele von 5 und 1 TWh an.

² Vereinfachend wird der Bruttostromverbrauch Österreichs der Kraftwerkserzeugung in der Regelzone APG gegenübergestellt

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 somit die Krisenjahre der Stagnation im Modell durch.

3 Bedarf als Last/Leistung sowie als Arbeit

Einen wichtigen Kernaspekt des Monitorings der Versorgungssicherheit der österreichischen Energielandschaft stellt die stetige Betrachtung, Evaluierung und Prognose einiger energietechnischer Kenngrößen dar. Die Bestandsaufnahme beleuchtet aktuelle Ausprägungen des Engpassmanagements, der Veränderungen des Kraftwerkparks, diverser Stromverbräuche sowie Lastverläufe und den durch Speicherprozesse bedingten Leistungsbedarf österreichischer Pumpspeicherkraftwerke. Der zweite Abschnitt dieses Kapitels erläutert die eingesetzten Modelle zur Prognose von Verbrauch sowie Spitzenlast, präsentiert deren Ergebnisse und vergleicht diese mit den Schätzungen der ENTSO-E und DG-ENER.

3.1 Bestandsaufnahme

3.1.1 Engpassmanagement

In Summe wurden 2019 2,4 TWh für Engpassmanagement abgerufen. 2,3 TWh wurden davon von thermischen Kraftwerken bereitgestellt, welche rund 76% dieser Dienstleistung erbrachten. 12% der gesamten thermischen Produktion entfiel auf Abrufe im Rahmen des Engpassmanagements. Im Umkehrschluss entfielen 88% der Bruttostromerzeugung der thermischen Kraftwerke auf marktgetriebenen Einsatz.

3.1.2 Veränderungen des heimischen Kraftwerkparks

Wie in Abbildung 5 ersichtlich fiel die Engpassleistung des heimischen Kraftwerkparks mit Ende 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 58 MW ab. Grund dafür ist die Außerbetriebnahme von Wärmekraftwerks-Blöcken wie dem verbleibenden der KWK-Anlage Dürnrohr. Der größte Zuwachs ist mit 248 MW im Bereich der Photovoltaikanlagen zu verzeichnen. Kleinere Anstiege gibt es auch bei Speicherkraft- (8 MW), Lauf- (72 MW) und Windkraft (75 MW).

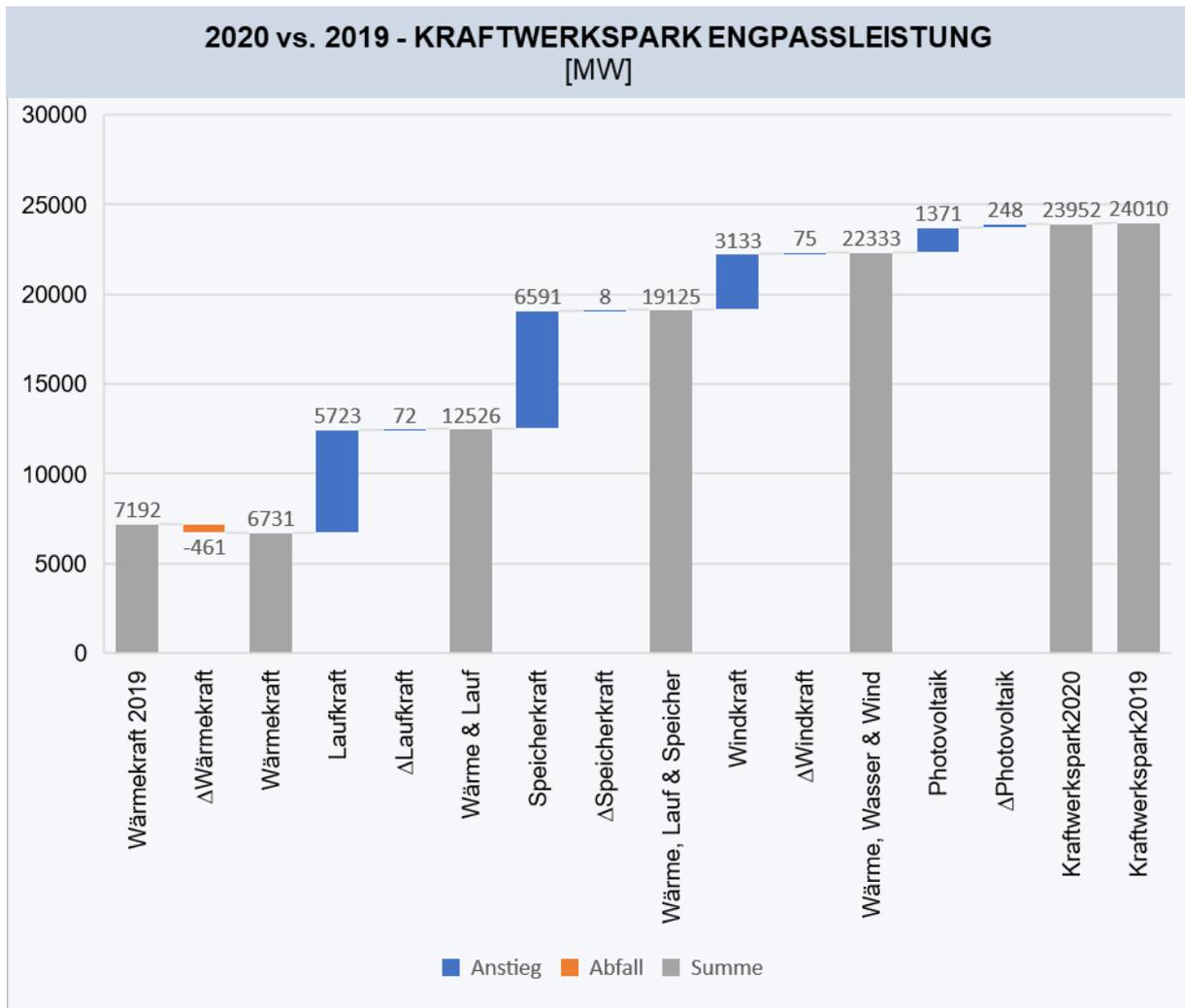


Abbildung 4 1.1.2019 vs. 1.1.2018 – Kraftwerkspark Brutto Engpassleistung Regelzone

3.1.3 Lastverläufe

3.1.3.1 Lastverlauf inkl. Netzverlusten und Pumpleistung (Regelzone)

Das Maximum des stündlichen Lastverlaufs liegt 2019 bei 10.779 MW (2018:11.386) im Winter und das Minimum bei 4.637 MW (2018:4.474) im Sommer, das arithmetische Mittel bei 7.496

MW (2018: 7.603) und der Median bei 7.525 MW (2018: 7.640). Die Spannweite ist mit 6.142 MW sichtbar niedriger verglichen mit jener aus dem Vorjahr (2018: 6.912).

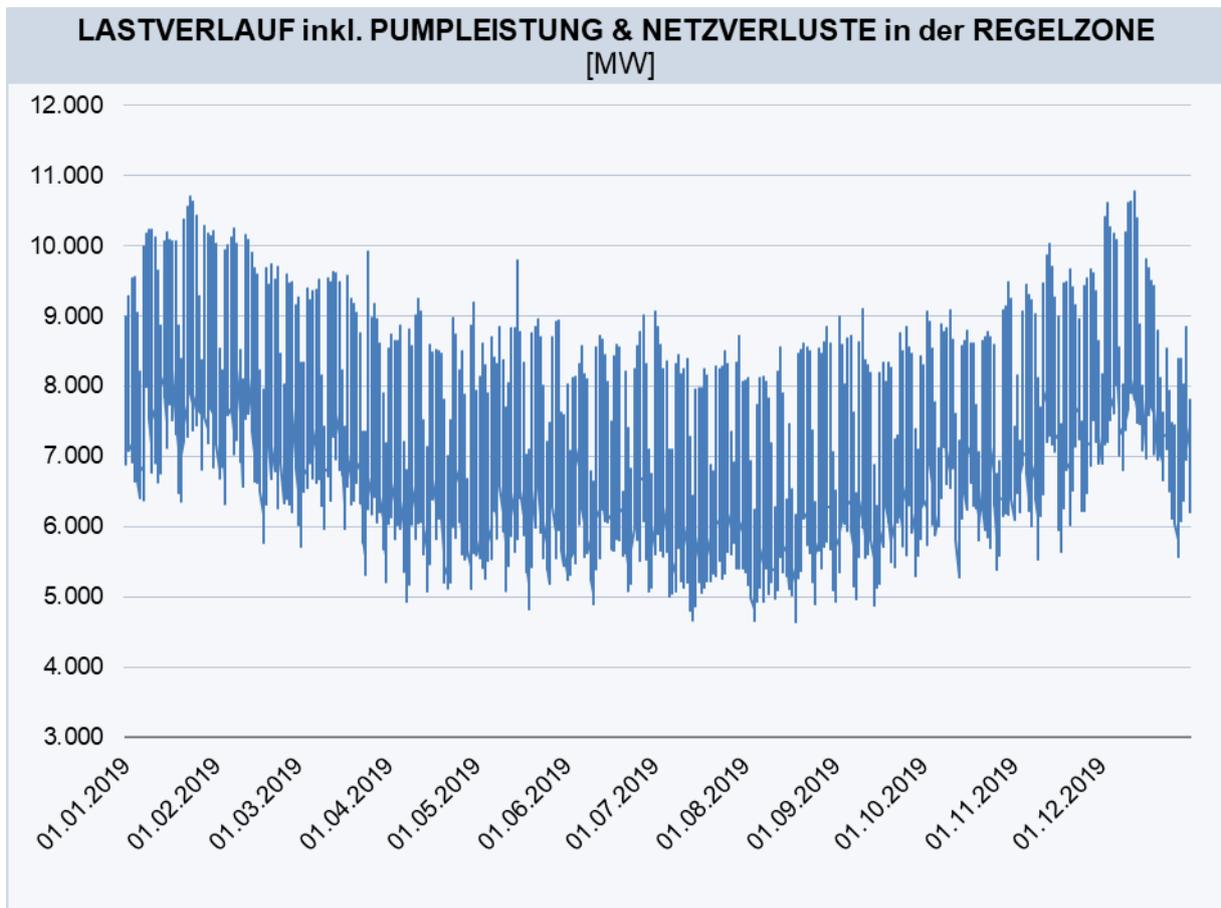


Abbildung 5: Lastverlauf inkl. Pumpleistung & Netzverluste in der Regelzone

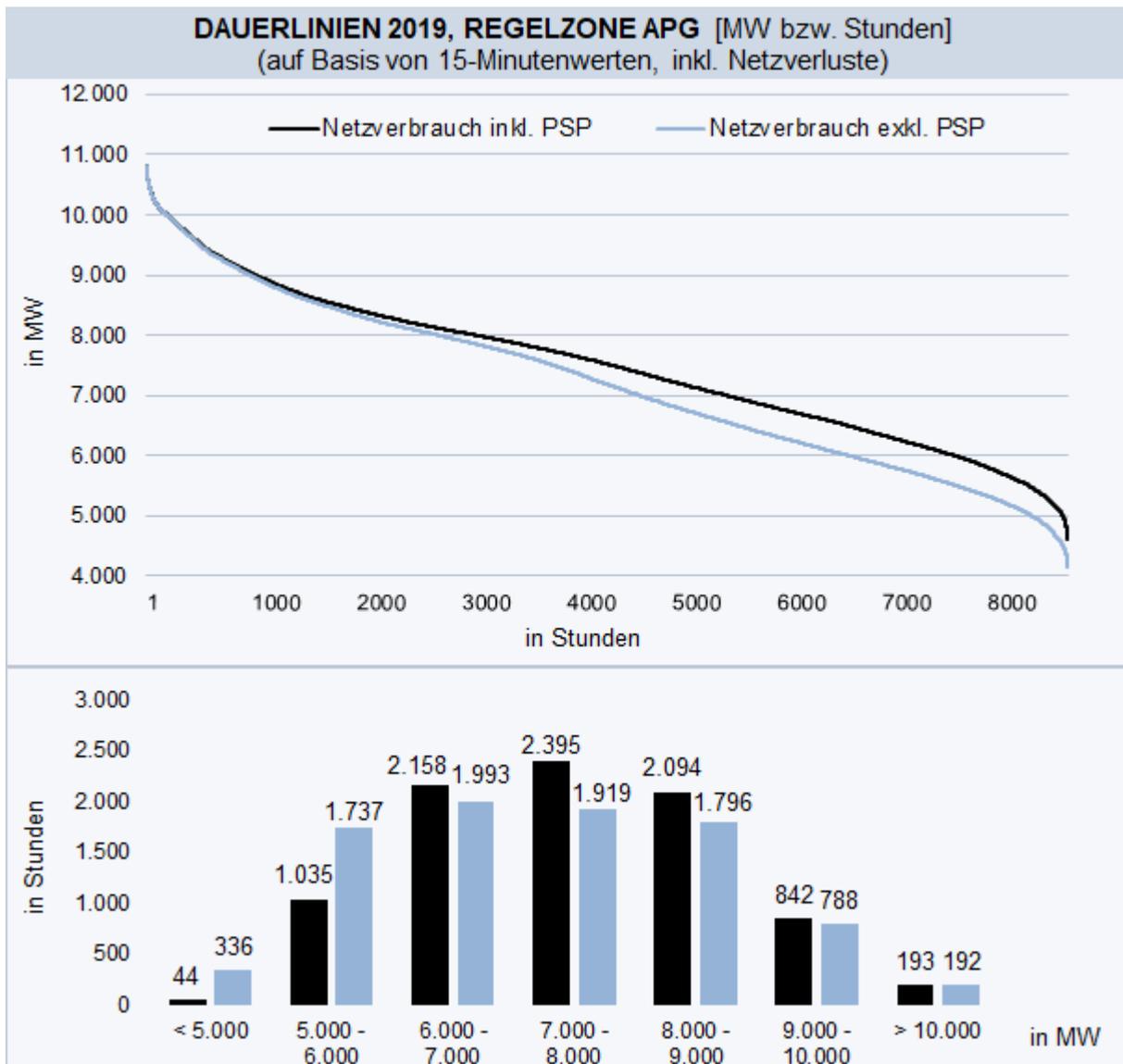


Abbildung 6: Dauerlinien und Lastverteilung 2019

3.1.3.2 Lastverlauf inkl. Netzverlusten ohne Pumpleistung (Regelzone)

Um die detaillierte Betrachtung der Last zu vervollständigen, wird schließlich in Abbildung 12 der Lastverlauf (inklusive Netzverlusten) ohne den Verbrauch für Pumpspeicherung in der Regelzone grafisch dargestellt.

Hierbei lag das Maximum bei 10.779 MW (2018: 10.803), während das Minimum (bzw. die minimale Grundlast) bei 4.171 MW (2018: 4.315) rangierte. Weiters waren sowohl Mittelwert mit 7.211 MW (2018: 7.263) als auch Median mit 7.198 MW (2018: 7.256) der stündlichen Last der Regelzone geringfügig höher als im Vorjahr.

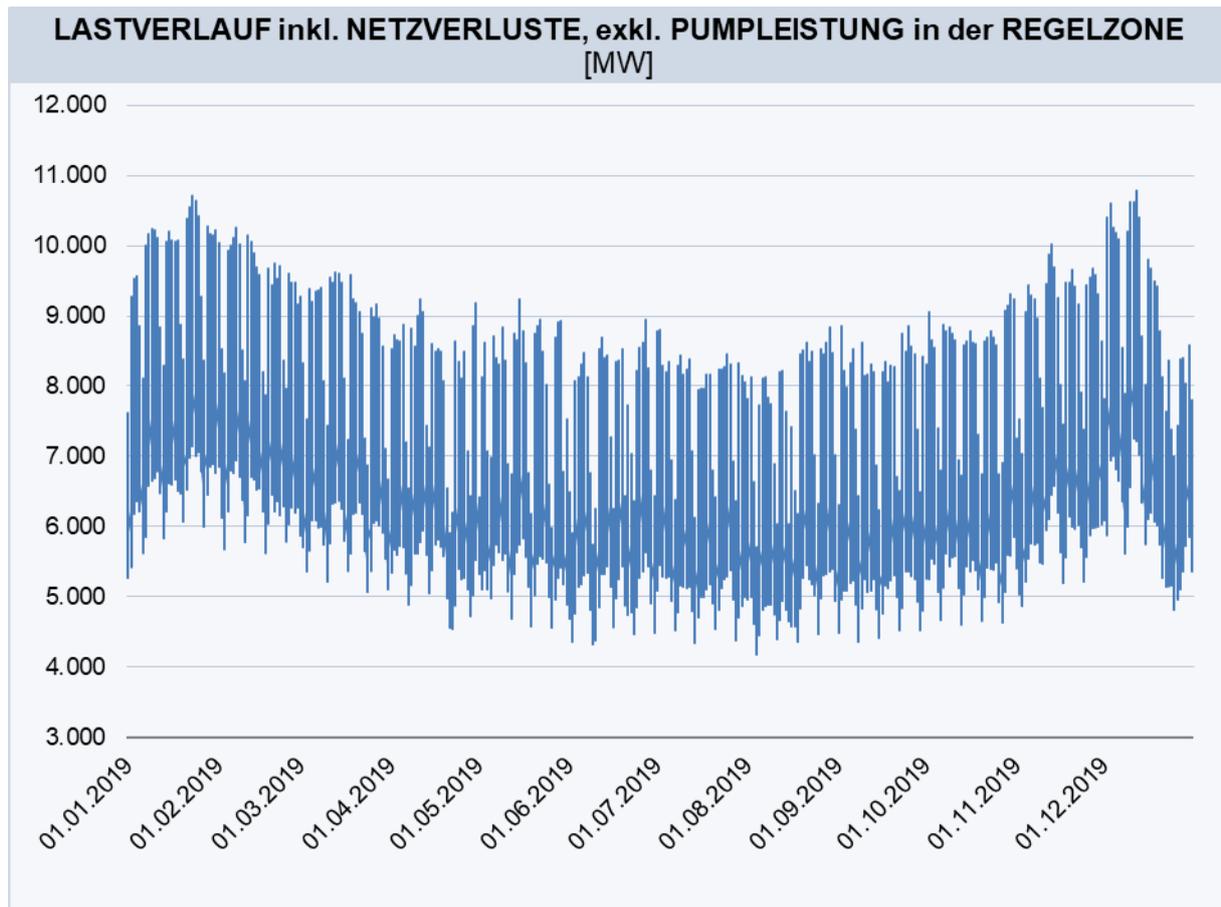


Abbildung 7 Lastverlauf inkl. Netzverluste exkl. Pumpleistung in der Regelzone

3.1.3.3 Fazit: Lastverlauf und Pumpspeicherung

Eine generelle Analyse der Werte mit und ohne Pumplast zeigt, dass zu Zeiten der Tageshöchstlast durchaus auch Energie für Pumpspeicherung aufgewandt wird. Im Rahmen einer Analyse der Versorgungssicherheit, im Sinn der Spitzenlastabdeckung, kann aber davon ausgegangen werden, dass in einer Knappheitssituation keine Pumparbeit geleistet wird. 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.

3.1.4 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 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**³ ist erkennbar, dass sowohl energetischer Endverbrauch als auch Bruttoinlandsstromverbrauch trotz des auftretenden Bevölkerungswachstums im Vergleich zu bisher beobachteten Steigungen tendenziell

abflacht. Es bleibt abzuwarten, inwieweit die zunehmende Elektrifizierung des gesamten Energiesystems dazu führt, dass es wieder zu höheren Steigerungsraten kommt.

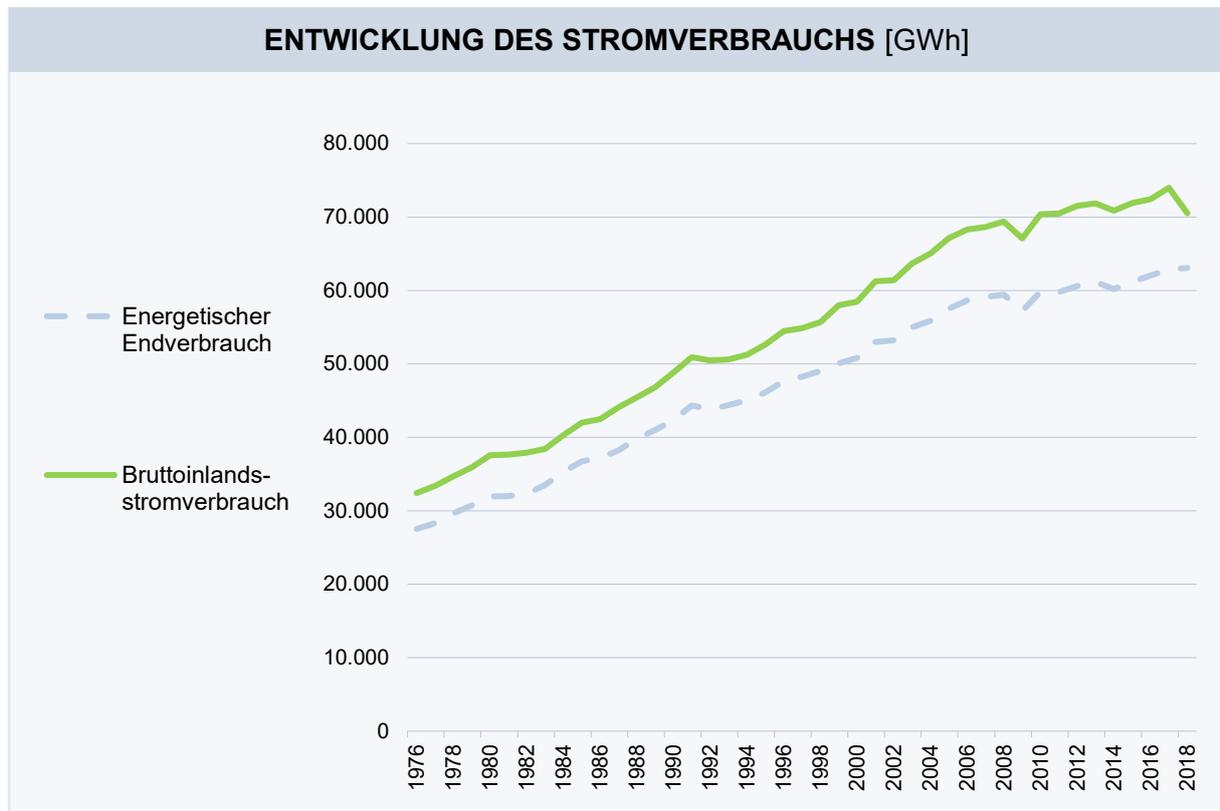


Abbildung 8 Entwicklung des EEV & Bruttoinlandsverbrauch

3.1.5 Pumparbeit

3.1.5.1 Pumparbeit in der Regelzone

Das Maximum der stündlichen Pumpverbräuche lag 2019 bei 2.049 MW (2018: 2.148) mit einem arithmetischen Mittel mit 286 MW (2018: 340) und dem Median mit 41 MW (2018: 41). Der Mittelwert ist damit knapp sieben Mal so groß wie der Median. Im Jahresvergleich 2018 zu 2019 sank die Pumparbeit demnach etwas.

Die Pumparbeit in der Regelzone lässt erkennen, dass der Großteil der Arbeit nachts verrichtet wird und somit die Last tendenziell zu Peak-Zeiten wenig erhöht wird, da in diesen Zeiten in der Regel nur produziert wird. Von dieser Regel abweichende Fahrweisen können etwa durch Abruf negativer Regelenergie tagsüber bei positivem „Delta Regelzone“ entstehen.

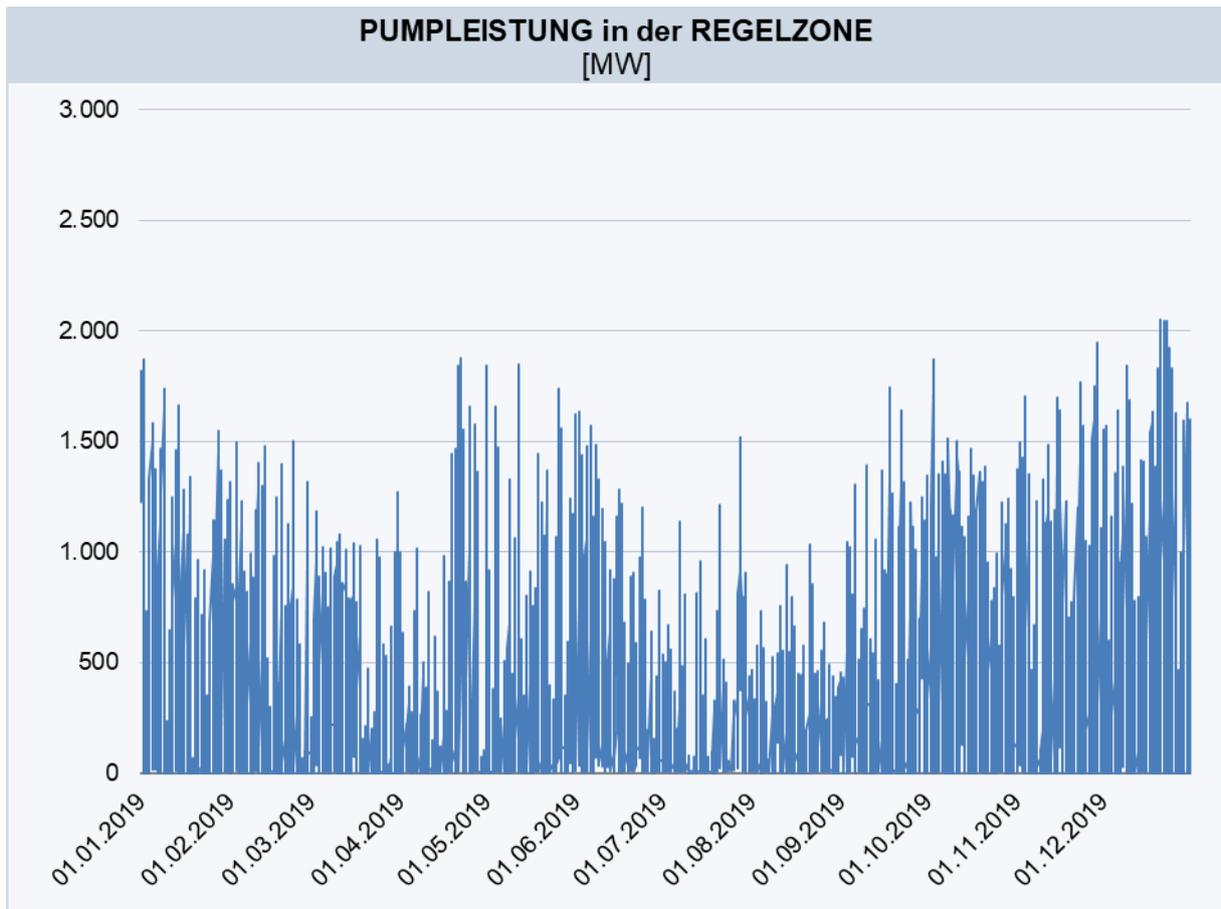


Abbildung 9 Pumpleistung in der Regelzone

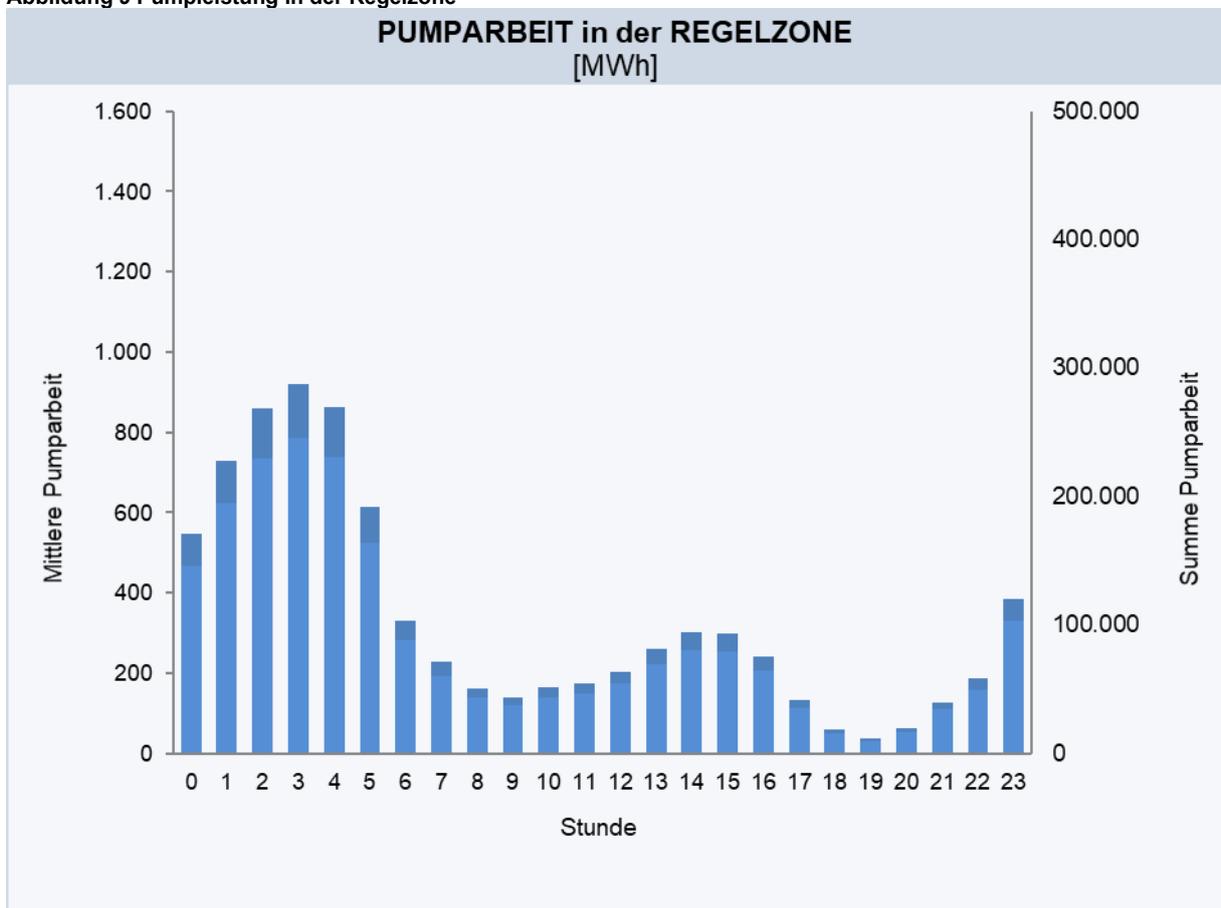


Abbildung 10 Pumparbeit in der Regelzone pro Stunde

3.2 Prognosen

3.2.1 Verbrauchsprognose

Die Extrapolation der energetischen Endverbräuche von Haushalten und Nicht-Haushalten wurde durch Einsatz des Nachfragemodells „MEDA“ bewerkstelligt. Die Festlegung einiger weniger exogener Parameter (Haushaltszahl-, Preis-, Temperatur- und Wirtschaftswachstum), ermöglicht, die Entwicklung der Stromnachfrage zu prognostizieren. Eingesetzt werden Fehlerkorrekturmodelle, welche die Nachfrage sowohl für Haushalte als auch Nicht-Haushalte schätzen:

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

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

$$\text{mit } t = 1976, 1977, \dots, T$$

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 , „ N_h “ die Anzahl der Haushalte in Österreich und „ $Temp_t$ “ die Temperatur beschreibt. Dummy Variablen werden mittels „ $Dummies$ “ gekennzeichnet. Der Term „ u_t “ ist die übliche normalverteilte Störvariable.

Die Nachfrage für Nicht Haushalte ist wie folgt modelliert:

$$\Delta \log(\text{Industrie}_t) =$$

$$\alpha \times ecm_{t-1} + \gamma \times \Delta \log(\text{BIP}_{1\&2t}) + \delta \times \Delta \log(\text{Temp}_t) + \varepsilon \times (\text{Dummies}) + u_t$$

$$\text{mit } t = 1976, 1977, \dots, T$$

wobei „ Δ “ für die erste Differenz der jeweiligen Variable steht, „ ecm_{t-1} “ den Fehlerkorrekturmechanismus darstellt, „ $BIP_{1\&2t}$ “ das Bruttoinlandsprodukt der Sektoren 1 & 2, „ $Temp_t$ “ erneut die Temperatur bezeichnet.

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

Auf Grundlage der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2030 ein energetischer Endverbrauch von 74.9 GWh erwartet, dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,45% für den Prognosezeitraum 2019-2030. Im Vergleich zum Vorjahr steigt das prognostizierte Wachstum um 0,5% an (0,95%). Dafür verantwortlich sind Anpassungen des Modells sowie die Vergrößerung der Stichprobe durch

Hinzufügen der Jahreswerte für 2019. Allfällige wesentliche Änderungen der Rahmenbedingungen, wie beispielsweise der Elektrifizierung im Verkehr oder der Industrie, sinkende Effizienzfortschritte etc. würden entsprechend andere Ergebnisse mit sich bringen. Wie sich E-Mobility und die Elektrifizierung großer Industrien auf zukünftige Spitzenlast Deckungspotential auswirken wird in Kapitel 7 behandelt

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 2018 und 2020 von 0,75% und zwischen 2020 und 2030 von 0,77%. 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 2017“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Österreich von 0,56% bis 2020 und einen Zuwachs von jährlich rund 0,3 % zwischen 2020-25. Das ist ein merklicher Rückgang gegenüber den früheren ENTSO-E Prognosen. In der nachstehenden **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** 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. Demzufolge rechnet die ENTSO-E mit einer jährlichen Steigerung von 0,32%. Das ökonomische Modell der E-Control geht ebenso von einem stärkeren Anstieg zu Beginn des Prognosehorizonts mit

abflachender Wirkung bis Ende 2030 aus. Das durchschnittliche Wachstum liegt bei 0,95% jährlich.

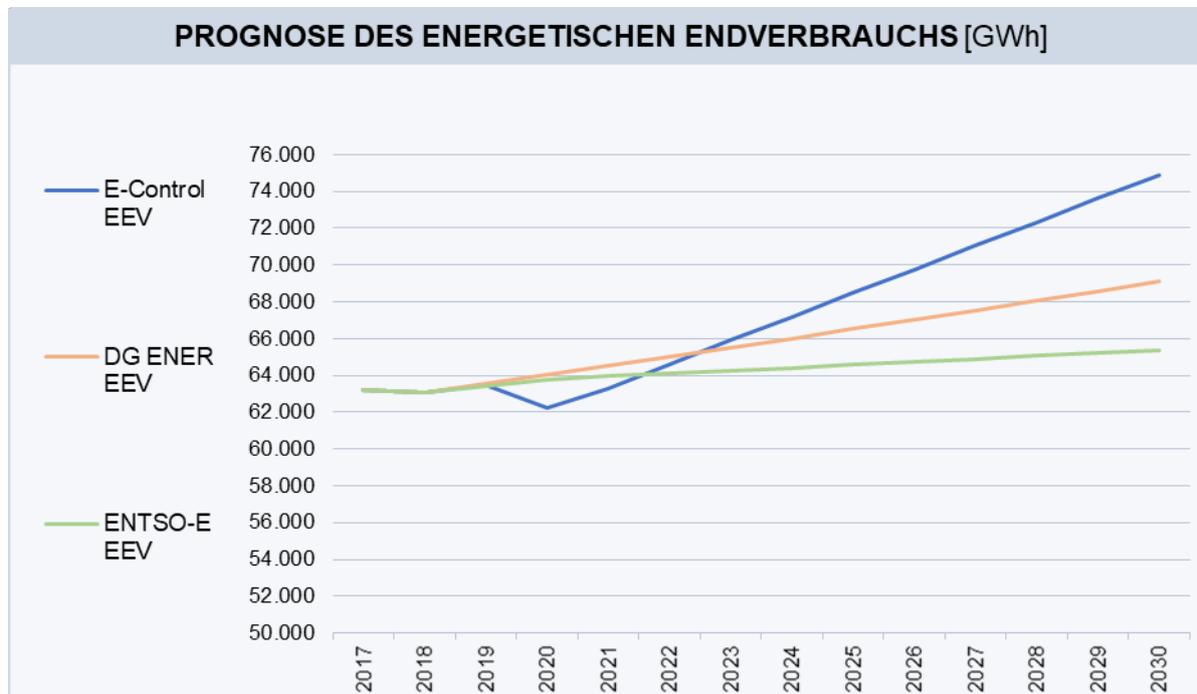


Abbildung 11 Prognose des EEV

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 Variablen 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 Gesamtverbrauch wurde im ersten in Kapitel 3.2.1. dargestellten Modell ermittelt.

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

$$\text{mit } t = 1976, 1977, \dots, T$$

Die Maximallast sowie der Verbrauch werden hinsichtlich der gesamten im Bundesgebiet notwendigen Versorgung bemessen und sind somit höher als dies für Versorgung im öffentlichen Netz 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 zwischen 11.99 und 13.01 MW prognostiziert (Konfidenz Intervall: 95%):

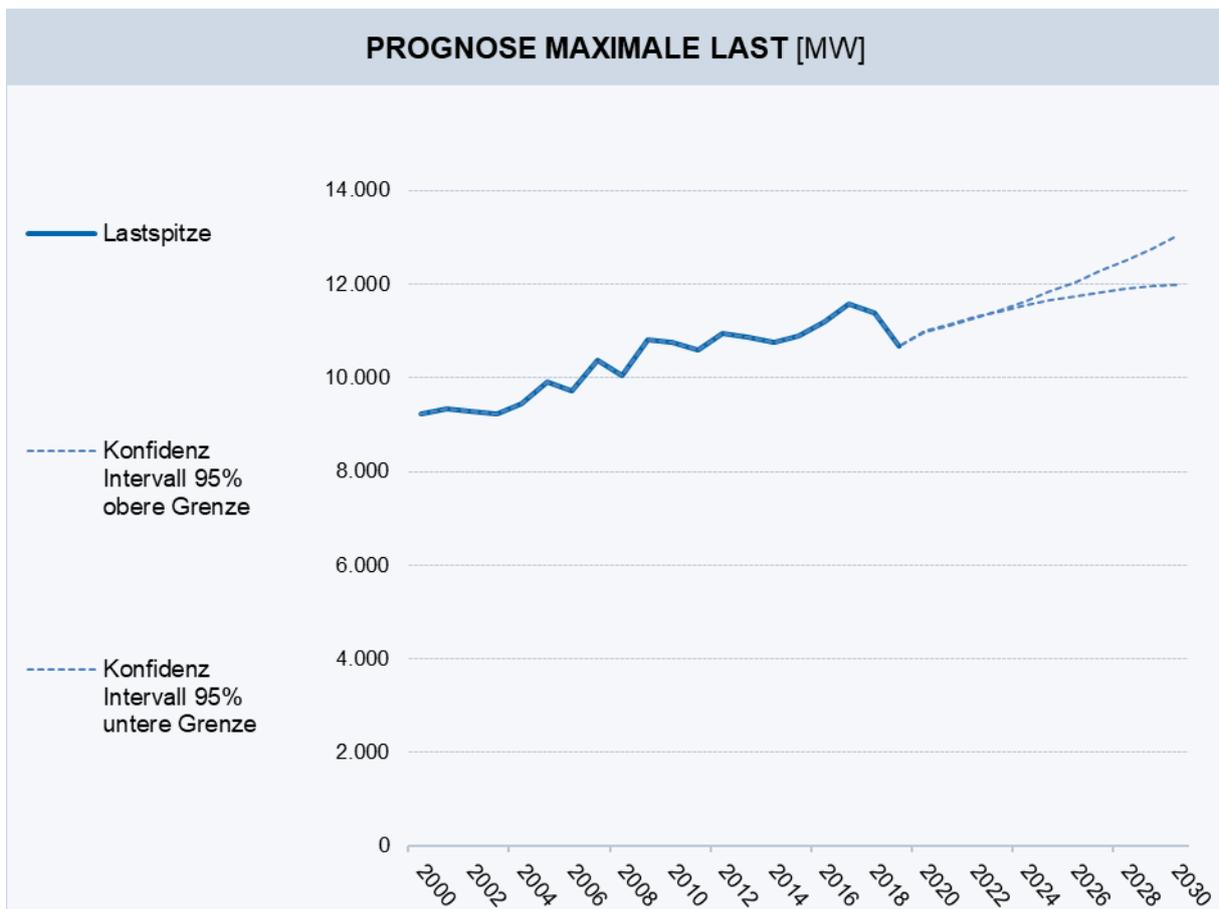


Abbildung 12 Prognose Maximale Last

Im Vergleich zum Vorjahr wird eine höhere Lastspitze prognostiziert. Grund dafür ist aus rechnerischer Sicht der diesjährig höher prognostizierte energetische Endverbrauch.

4 Bedarfsdeckung

4.1 Bestandsaufnahme

4.1.1 Kraftwerke

Der österreichische Kraftwerkspark besteht im Wesentlichen aus fünf Technologien, der Wärmekraft, der Speicherwasserkraft, der Laufwasserkraft, der Windkraft und der Photovoltaik. 2019 betrug die Engpassleistung des gesamten Kraftwerksparks in Österreich mit meldepflichtigen Erzeugern, die eine Mindestbruttoengpassleistung von 1 MW aufweisen, rund 26 GW. Diese sind verteilt auf 5,8 GW Lauf-, 8,8 GW Speicher-, 6,7 GW Wärme-, 3,2 GW Wind- und 1,6 GW Photovoltaikkraftwerke³. Dieser Kraftwerkspark wird auch für die Berechnung der gesicherten Leistung 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 Kraftwerksparks der Regelzone dargestellt. Damit stehen aktuell rund 26,2 GW der gesamten Versorgung 24 GW der Regelzone gegenüber.

4.1.1.1 Kraftwerkspark in der Regelzone

Historisch betrachtet hat sich der Kraftwerkspark seit 2001 sehr unterschiedlich entwickelt, wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu sehen ist: Die Speicherwasserkraft stieg in diesem Zeitintervall von 6484 MW im Jahr 2002 auf 6599 MW Ende 2019. Die Laufwasserkraft hingegen wuchs im Schnitt um 0,7% jährlich, von über 5197 MW auf knapp 5795 MW. Die Wärmekraft verzeichnete im Schnitt ebenfalls 0,45% Wachstum, von 6254 MW auf 6731 und die Zahl der Anlagen/Blöcke hat sich mehr als verdoppelt. Bei Betrachtung der letzten 5 Jahre, ist allerdings ein deutlicher Rückgang der Engpassleistung der Wärmekraft (inklusive Eigenerzeuger) von im Schnitt 3,1% per annum. Die Engpassleistung der Wärmekraft der Regelzone sank vom Spitzenwert von 8250 MW 2013 auf 6731 MW Ende 2019.

³ herangezogener Kraftwerkspark ohne Haushalte.

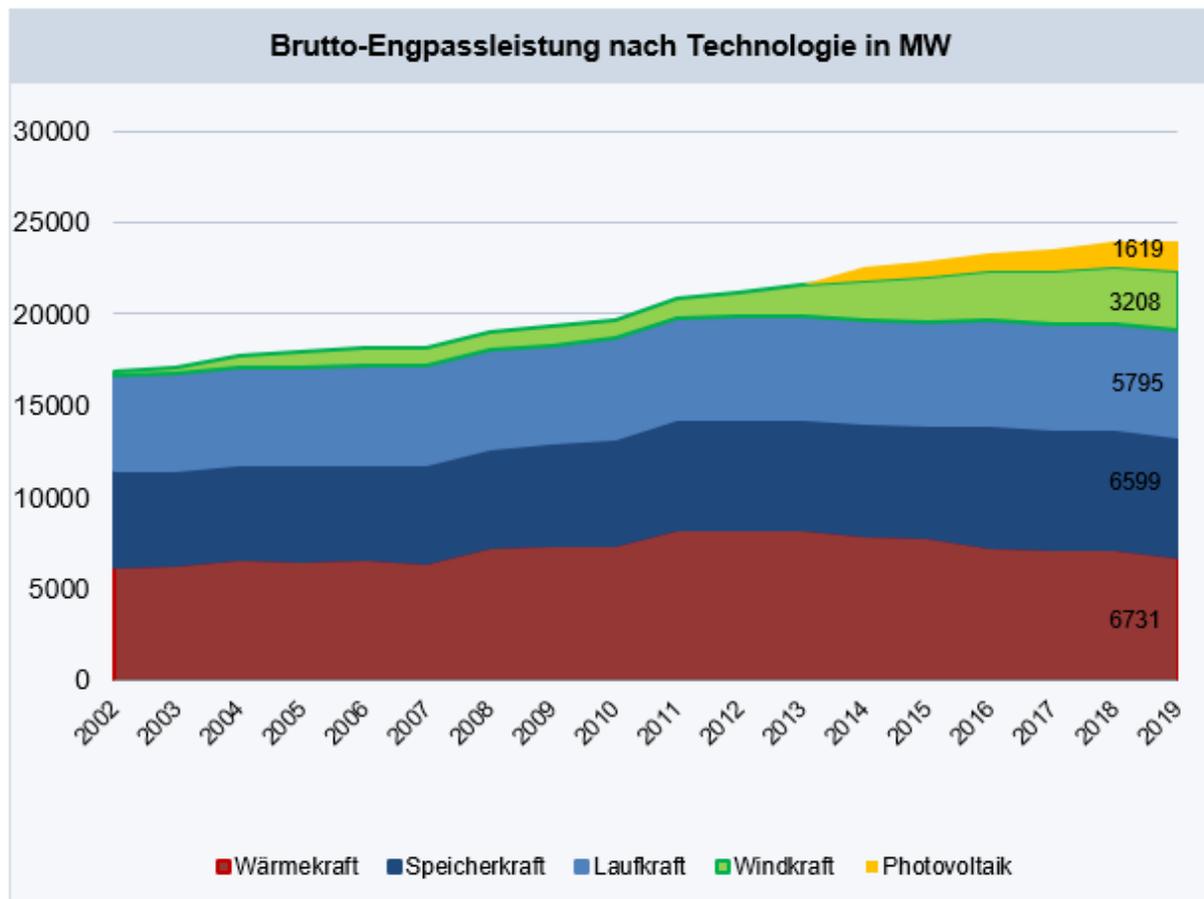


Abbildung 13 Brutto EPL nach Technologie in MW Regelzone

Die Engpassleistung der Windanlagen wuchs in den letzten 15 Jahren von 139 MW auf über 3209 MW Ende 2019. Auch die Photovoltaik verzeichnete einen starken Zuwachs, genauere Daten hierfür liegen erst seit 2014 vor: Die Engpassleistung erhöhte sich von 724 MW auf 1619 MW.

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.

4.1.2.1 Statistische Mittelwerte der stündlichen Produktion

Unterzieht man die Produktion nach Technologie einer stündlichen Auswertung (z. B. Mittelwerte pro Stunde), 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 Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb ein geringes Muster erkennen lassen.

Der Mittelwert pro Stunde bei Laufwasserkraft betrug 2482 MW (2018: 2237), Minimum und Maximum der Mittelwerte liegen in der Nähe des Mittelwerts. Das entspricht einer konstanten Erzeugung über alle Stunden. Anders formuliert sorgt die Laufwasserkraft somit für die teilweise Deckung der Grundlast, mitunter deshalb, weil die Laufwasserkraft saisonal und jährlich schwankt. Wind lag 2019 durchschnittlich bei 830 MW (2018: 673), mit einem mittleren Stundenminimum um 741 MW (2018: 566) und einem mittleren Maximum pro Stunde bei 915 MW (2018: 744).

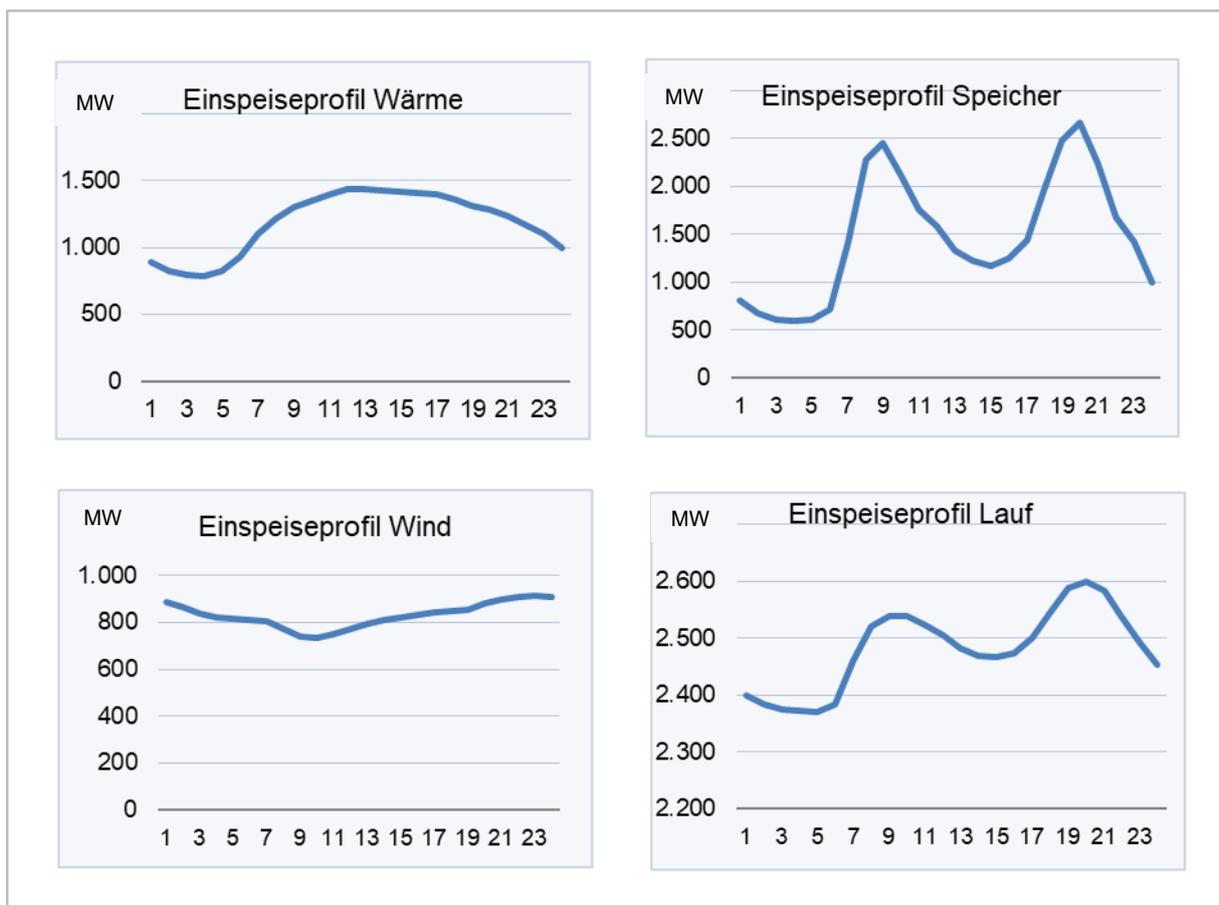


Abbildung 14 Ermittelte Einspeiseprofile anhand von stündlichen Mittelwerten

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 (Fernwärme, sofern die nötige Infrastruktur vorhanden ist) und auch die verfügbare Leistung der Laufwasserkraft durch ein geringeres Wasserdargebot eingeschränkt ist. Ohne Berücksichtigung der saisonalen Muster produzierten heimische Wärmekraftwerke im Vorjahr durchschnittlich 1183 MW (2018: 1010) zu jeder Stunde, rangierend von 790 MW (2018: 628) nachts bis 1439 MW (2018: 1345) tagsüber.

Interessant sind auch die viertelstündlichen „Load Ramps“ der Winderzeugung im Jahresverlauf 2018. So gibt es die Ausreißer des stündlichen Anstiegs der Windeinspeisung nach oben bzw. nach unten, die über die negative und positive Regelernergie ausbalanciert werden müssen.

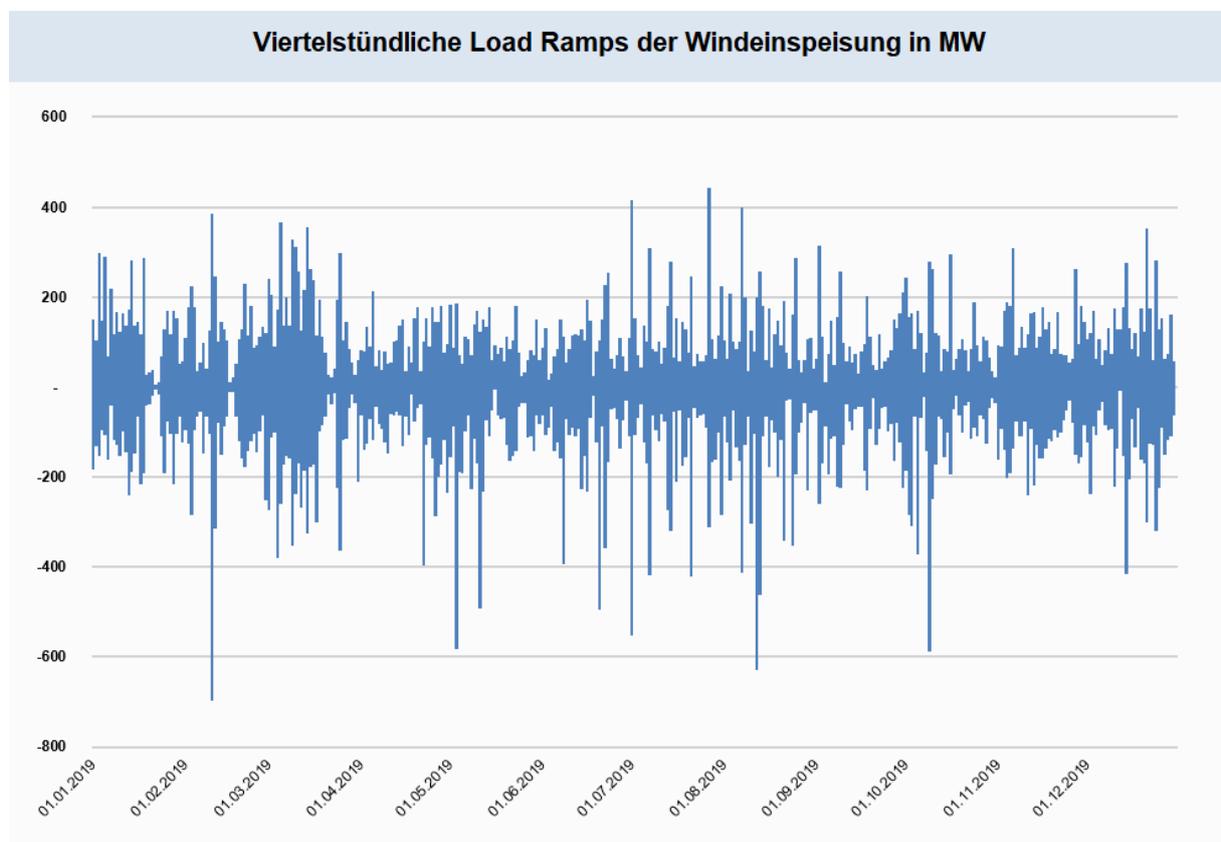


Abbildung 15 Viertelstündliche Load Ramps der Windeinspeisung in MW

Ein genauerer Blick in die Daten zeigt, dass sich sowohl der Mittelwert als auch der Median um Null bewegen. 99% der Load Ramps zwischen 2 aufeinanderfolgenden Viertelstunden fallen in den Bereich zwischen -100 MW und +100 MW.

4.1.2.2 Bruttostromerzeugung in Österreich

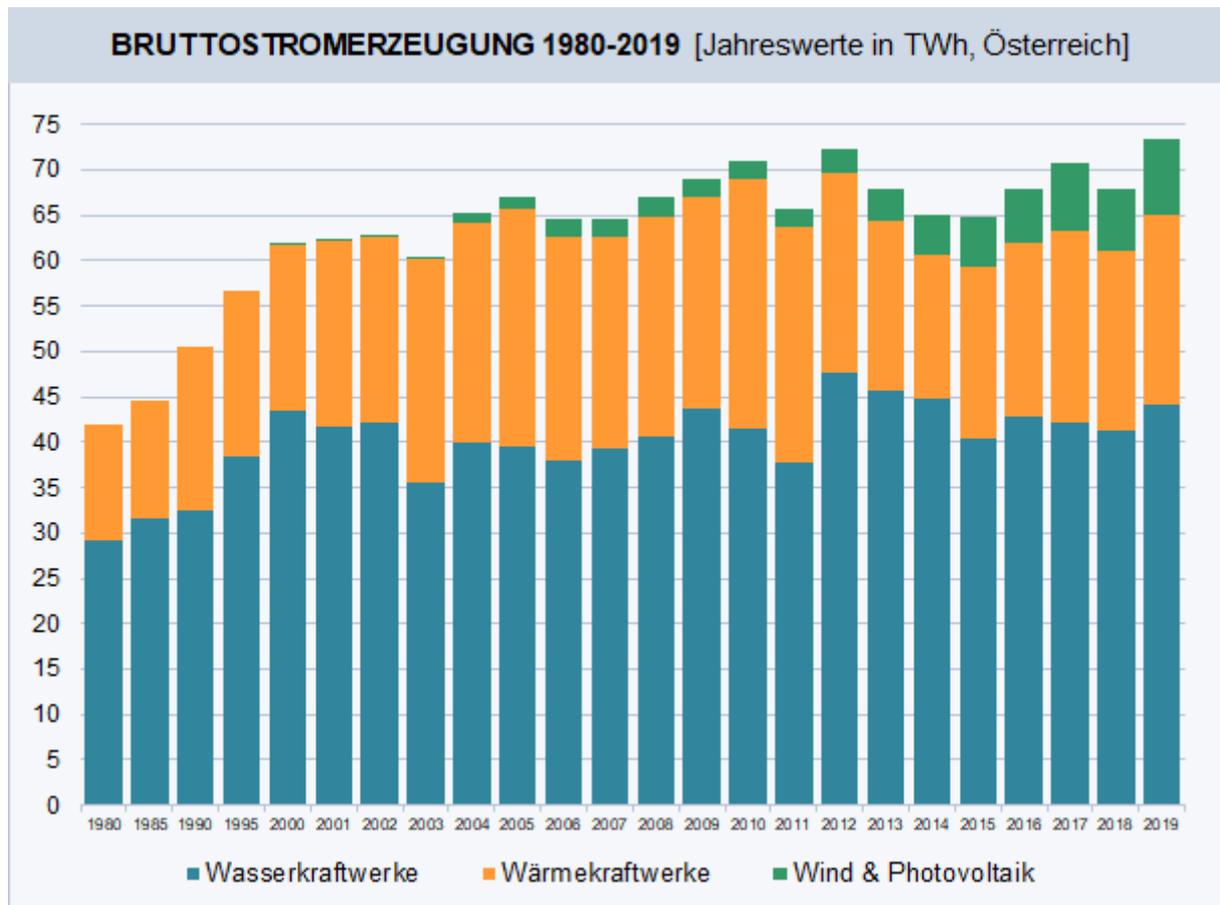


Abbildung 16 Österreichische Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Abbildung 16 gibt einen Überblick über die österreichische Bruttostromerzeugung⁴ 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

⁴ Gesamte Erzeugung elektrischer Energie in Österreich (inkl. Eigenerzeugung). Um die Übersichtlichkeit der Abbildung zu erhöhen, wurden die Werte bis 2000 auf Basis von 5-Jahresdurchschnitten zusammengefasst.

zwei Dekaden durch die Hinwendung zu Ökostrom nachhaltig erweitert. Im Jahr 2019 kam es in diesem Kontext zu einem neuen Höchstwert in der Aufbringung aus Wind und Photovoltaik im Ausmaß von 8332 GWh (11,3% der Gesamtaufbringung). Dieser Wert übertraf den bisherigen Rekordwert aus dem Jahr 2017 um 14%. Durch die ambitionierten Ausbauziele von Wind und Photovoltaik sind bis 2030 weitere erhebliche Steigerungen erwartbar.

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 Einspeisedaten⁵, die der E-Control in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, können hochfrequente Zeitreihenmuster analysiert werden. Dabei offenbaren sich die Erzeugungs- und Lastschwankungen im täglichen Verlauf. Peak- und Off-Peak-Verläufe sind deutlich erkennbar. Auch Kalendereffekte, die sich in Niveauunterschieden zwischen Arbeitstagen, Wochenenden und Feiertagen manifestieren, werden auf dieser Ebene deutlich. Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen die Differenzen zwischen dem Netzverbrauch⁶ (schwarz unterbrochene Linie) und der Einspeisung aus inländischer Kraftwerkserzeugung (färbige Flächen; untergliedert nach Erzeugungstechnologien) und lassen erkennen, dass die tatsächliche inländische Nettoeinspeisung den Netzverbrauch der Regelzone zumeist 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. Allerdings wäre eine Erreichung des definierten Versorgungsstandards für drei Wochen nicht gegeben gewesen.

Anhand der exemplarischen Gegenüberstellung der stündlichen Lastdeckung im Jänner und Juli werden die stark ausgeprägten saisonalen Unterschiede der österreichischen Erzeugungsstrukturen sichtbar, einerseits zwischen Winter und Sommer und andererseits zwischen den verschiedenen Jahren, hier 2019 und 2020. Diese Saisonunterschiede

⁵ Nettoeinspeisung von inländischen Kraftwerken in die Regelzone. 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.).

⁶ Der Verbrauch für Pumpspeicherung (PSP) ist in dieser grafischen Darstellung inkludiert.

verdeutlichen eine Hauptproblematik der Gewährleistung der österreichischen Energieversorgungssicherheit. Im Frühjahr steht durch die hohe 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.

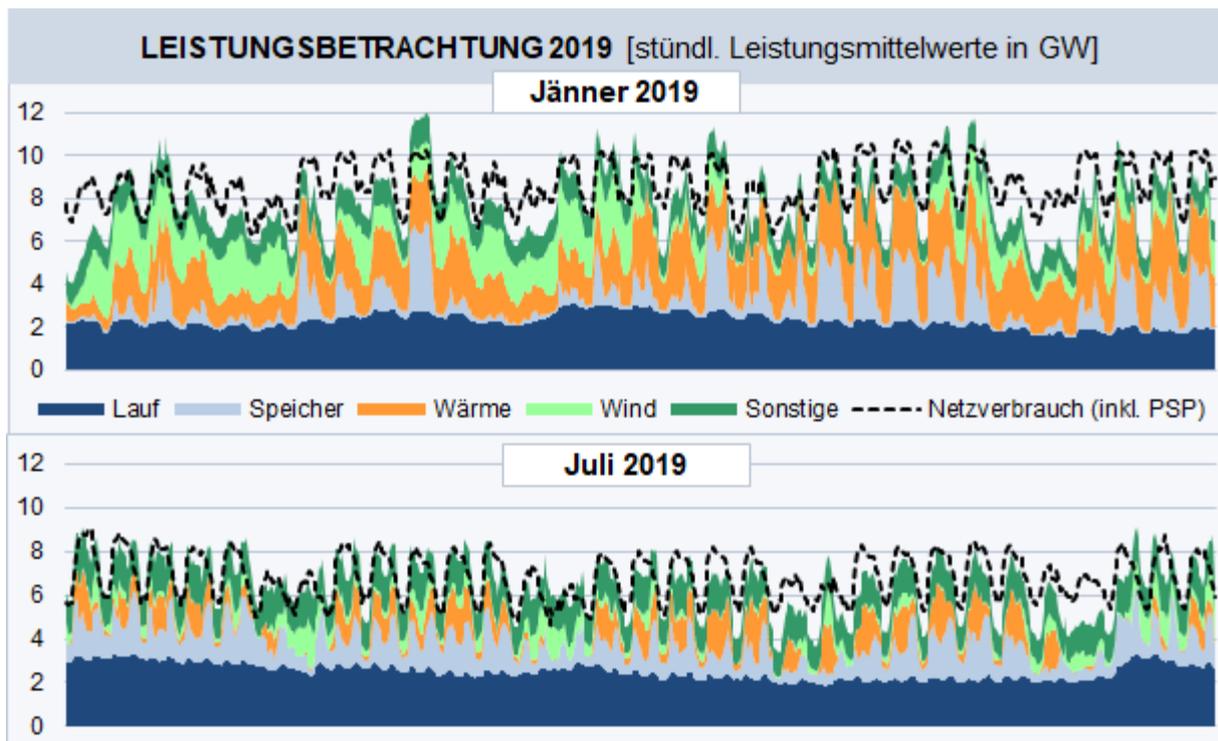


Abbildung 17: Saisonalität der Bedarfsdeckung 2019 (Regelzone)

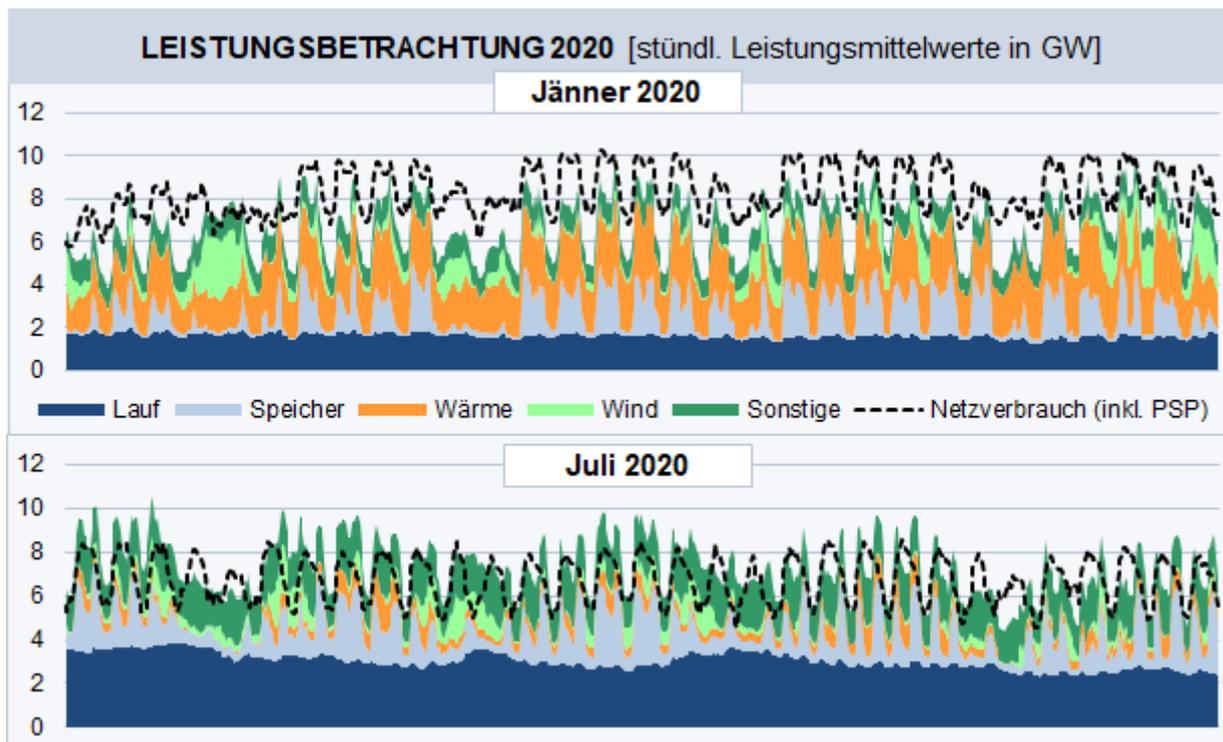


Abbildung 18: Saisonalität der Bedarfsdeckung 2020 (Regelzone)

Durch 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 wöchentliche Bedarfsdeckung in der Regelzone seit 2016 wird in Abbildung 21 dargestellt.

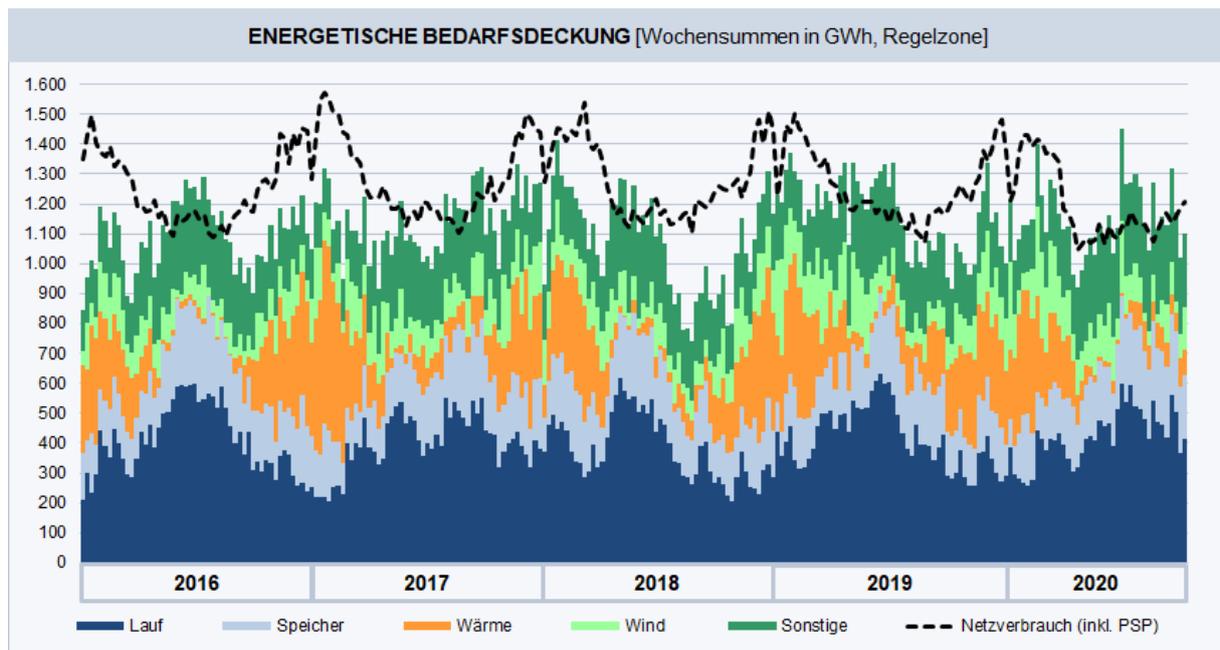


Abbildung 19: Tatsächliche energetische Bedarfsdeckung 2016-2020

Die Detailergebnisse der Wochenberechnungen für das für diesen Bericht im Fokus stehende Kalenderjahr 2019 werden in Abbildung 22 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 konnte Österreich im Zeitraum zwischen Mitte April und Mitte Juni 2018 in einigen Wochen als Nettoexporteur auftreten. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass in Österreich in über 80% der Wochen Nettoimporte zur Bedarfsdeckung verwendet wurden.

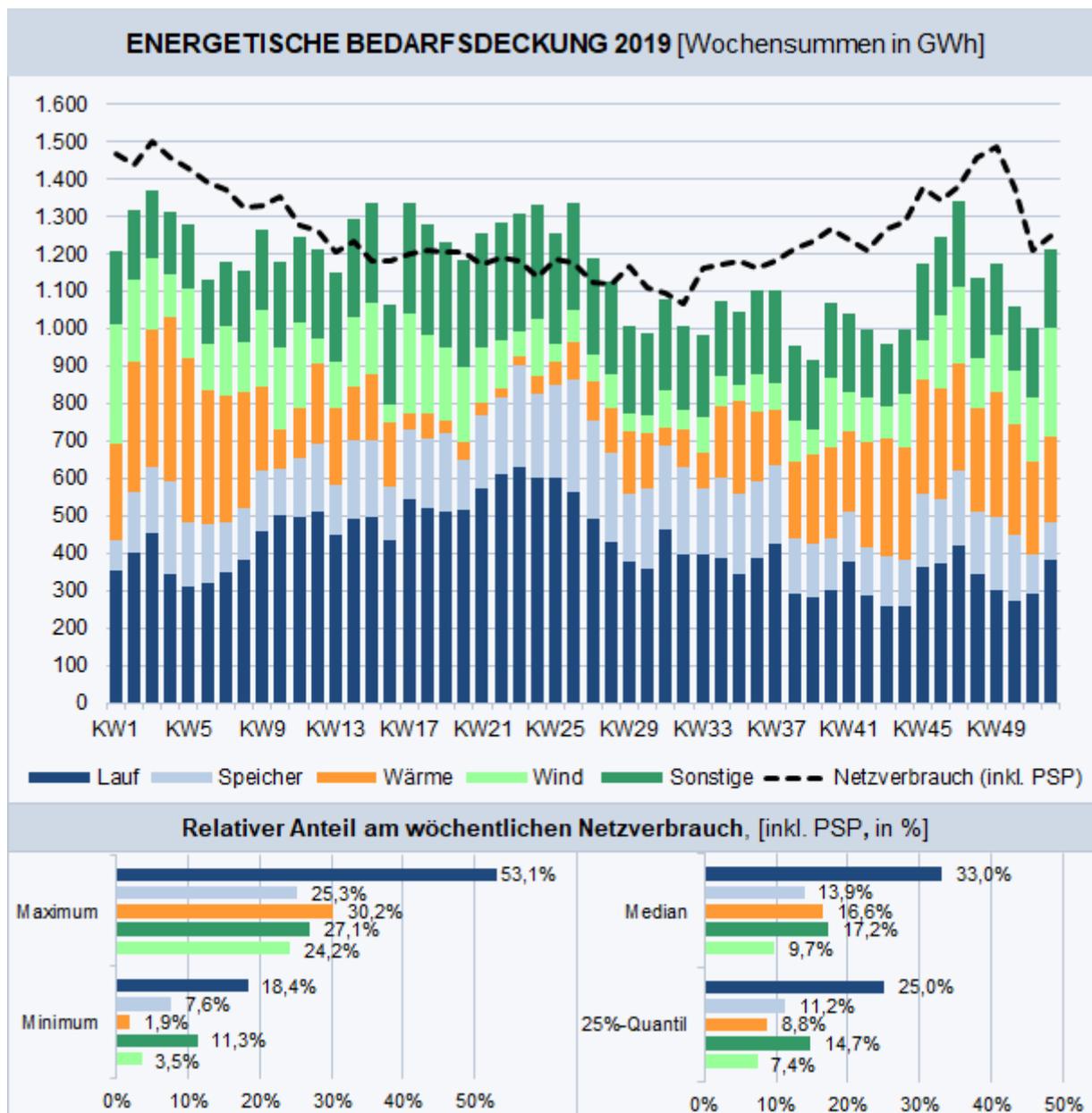


Abbildung 22: Tatsächliche energetische Bedarfsdeckung nach Technologien in der Regelzone

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 53,1% (2018: 52%) und ein Jahresminimum von 18,4% (2018: 15,6%) der wöchentlichen Bedarfsdeckung durch Laufkraftwerke (> 25 MW). Über alle Wochen des Jahres 2019 ergibt sich ein Median⁷ von 33% (2018: 28,5%) und ein 25%-

⁷ 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.

Quantil⁸ von 25% (2017: 22,4%) für die Einspeisung von Laufkraftwerken (> 25 MW). Unterjährig schwankt die Bedarfsdeckung durch thermische Kraftwerke zwischen 1,9% (2018: 0,4%) und 30,2% (2018: 31,5%) des Netzverbrauchs; dies zeigt die Schwierigkeiten dieser Technologie im Marktumfeld des Jahres 2019. Die berechneten Indikatoren eignen sich besonders gut zur Bewertung der energetischen Zuverlässigkeit erneuerbarer Energieträger. Für Windenergie ergibt sich ein Bedarfsdeckungsmaximum von wöchentlich 24,2% (2018: 24,0% und ein Median von 9,7% (2018: 8,6%). Zusätzlich trägt die Erzeugung aus Windparks in drei Viertel der Wochen zumindest 7,4% des Netzverbrauchs. Diese Werte erscheinen beachtlich, da Winderzeugungsanlagen im Jahr 2019 nur etwa 13% der installierten Gesamtleistung einnahmen und wetterbedingten Schwankungen unterliegen.

4.1.3 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.

4.1.4 Bei der Regelreserve sind Verbraucher zugelassen, sofern sie die erforderlichen technischen Voraussetzungen erbringen können. Dies wird im Rahmen der Präqualifikation vom Regelzonenführer geprüft. 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 (Wärmekrafterzeugung)

⁸ 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.

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 Speicherzufluss⁹ 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.

Nachfrageseitig wird hierfür 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

⁹ 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 angenommenem 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.

Bedarfsdeckungsrechnung aus inländischem Erzeugungspotenzial ohne Pumpspeicherung vorgenommen.

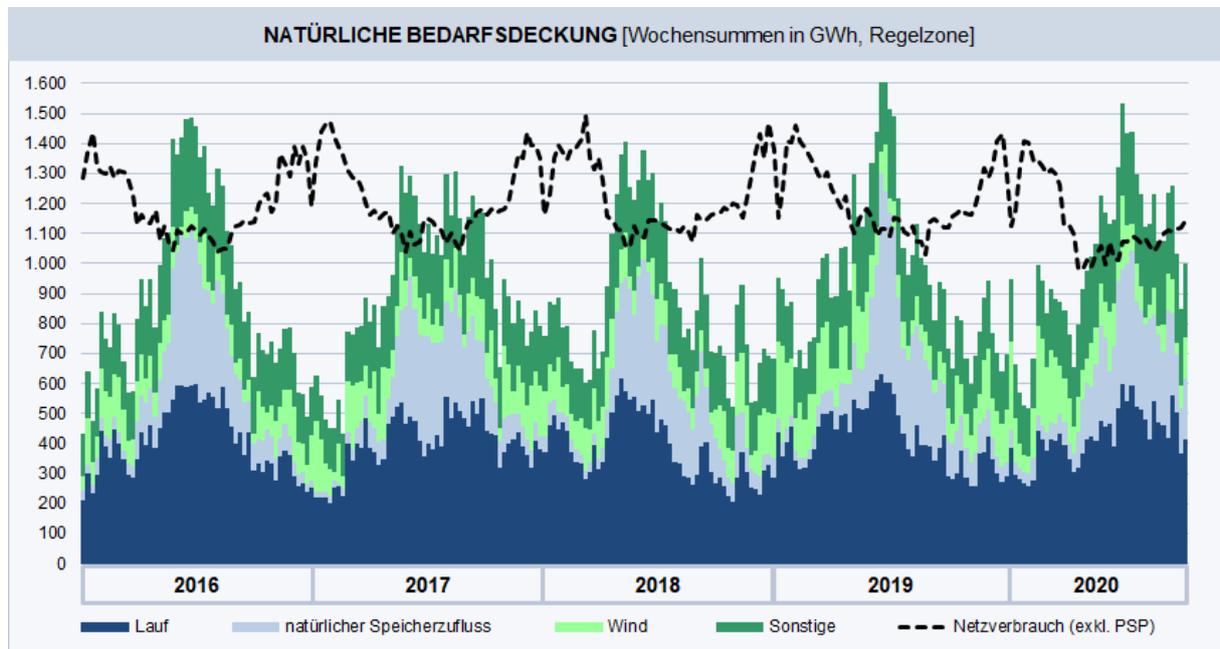


Abbildung 20: Energetische Bedarfsdeckung durch natürliche Erzeugungsmöglichkeiten der Regelzone

Die obige Abbildung zeigt die Berechnungsergebnisse der wöchentlichen Erzeugungsmöglichkeiten aus natürlichen Potenzialen¹⁰. Dabei werden zunächst die Erkenntnisse bestätigt, die bereits durch die Analyse der tatsächlichen Einspeisung getroffen worden sind (siehe

Abbildung 20). Die Erzeugungsmöglichkeiten aus Laufwasserkraft 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 Bandstromerzeugung 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

¹⁰ 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 Kalenderwoche¹¹ 2017 als Benchmark für die marktgetriebene thermische Maximaleinspeisung. Dieser Herangehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die durch die Knappheitssituation hervorgerufene Preissteigerung eine marktbasierende Vollauslastung aller verfügbaren Wärmekraftwerke zur Folge hatte¹². Das daraus erkenntliche Marktpotenzial der Wärmekraftwerke (> 25 MW) wird anhand der Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik fortgeschrieben, um zeitliche Vergleichbarkeit herzustellen¹³.

Die Möglichkeiten der energetischen Bedarfsdeckung sollen im nächsten Schritt durch die tatsächliche natürliche Nettoeinspeisung und dem Marktpotenzial der Wärmekraftwerke dargestellt werden (siehe

Abbildung 21). 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 Deckungslücken¹⁴ existieren fast 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

¹¹ Montag, 23. Jänner – Sonntag, 29. Jänner

¹² Dies entspricht nicht zwingend der Vollauslastung auf Basis der technisch möglichen Engpassleistung, sondern einem marktbasierten Maximalwert, der durch den ökonomischen Anreiz eines außergewöhnlich hohen Preisniveaus geschaffen wurde.

¹³ 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.

¹⁴ 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 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) ist jedoch eine Realisierung des europäischen Strommarktes und ist somit klar von der hier gewählten Darstellung zu unterscheiden.

inländischer Ressourcen zu überbrücken, bietet die österreichische Versorgungsinfrastruktur in letzter Instanz auch noch die Möglichkeit die vorhandenen Speicher zu entleeren.

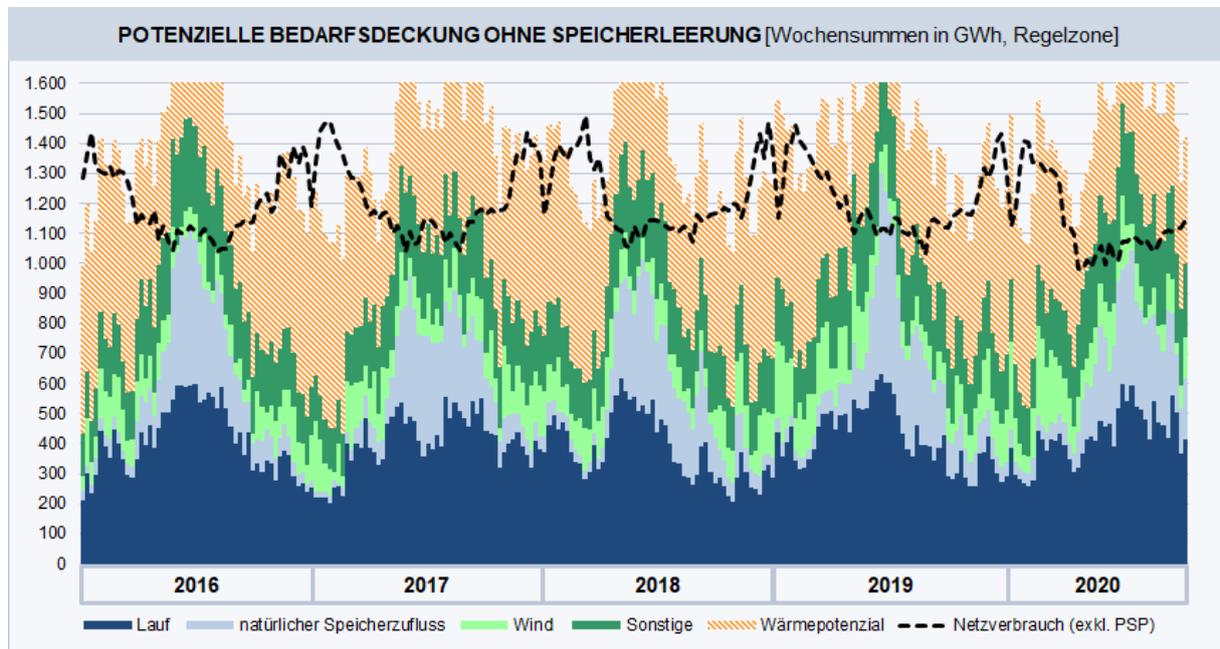


Abbildung 21: Hypothetische Deckungslücke ohne Speicherleerung der Regelzone

Das energetische Fassungsvermögen der Speicher in der Regelzone entspricht in etwa dem zweifachen Wochenverbrauch.

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der aggregierten Energieinhalte im Zeitraum zwischen 2016 bis 2020. 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 Wintern 2013 bis 2017 war dabei ein klarer Trend hinsichtlich der früheren Leerung der Speicher erkennbar (vgl.

Abbildung 22 untere Grafik). Im Jänner 2017 betrug der verfügbare Speicherinhalt nur etwa 50% des Wertes in der gleichen Periode des Jahres 2012. Seit 2018 hat sich wohl nicht zuletzt aufgrund der Erfahrungen von 2017 ein gegenläufiger Trend manifestiert - die verfügbaren Speicherinhalte im Jänner sind von 2018 bis 2020 stetig gestiegen und weisen nun ein höheres Niveau als jenes von 2013 auf. Ebenfalls zu berücksichtigen sind die vertraglichen Pflichten, die von den Betreibern eingegangen werden. Für die Ermittlung des Speicherpotenzials

verwenden wir daher lediglich die für das Inland verfügbaren Speichereinhalte, die in weiterer Folge aus den bereits diskutierten, energetischen Gründen nicht durch Pumpeinsatz verändert werden. Die resultierenden Speichereinhalte können somit als vorhandene Minimalverfügbarkeit interpretiert werden.

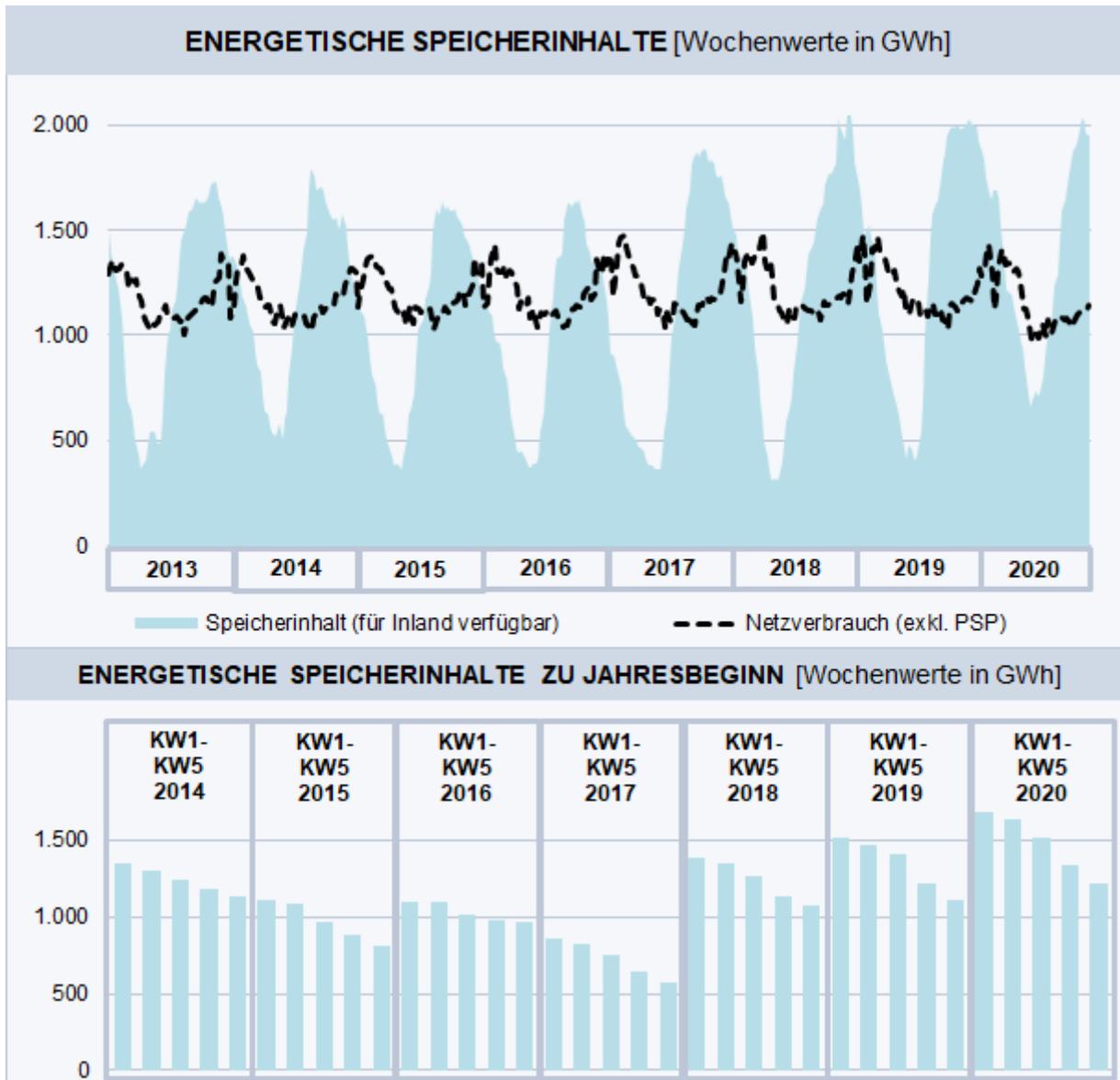


Abbildung 22 Verfügbarer Energieinhalt der Speicher

Nachdem das Maß für die Speichereinhalte festgelegt wurde, kann ermittelt werden, wie viel des zur Verfügung stehenden Speichereinhalts verwendet werden müsste, um die in diesem Abschnitt definierte hypothetische wöchentliche Deckungslücke auszugleichen¹⁵. In

Abbildung 22 wird diese Szenarien-Betrachtung für jede Woche im Zeitraum zwischen Jänner 2016 und September 2020 vorgenommen.

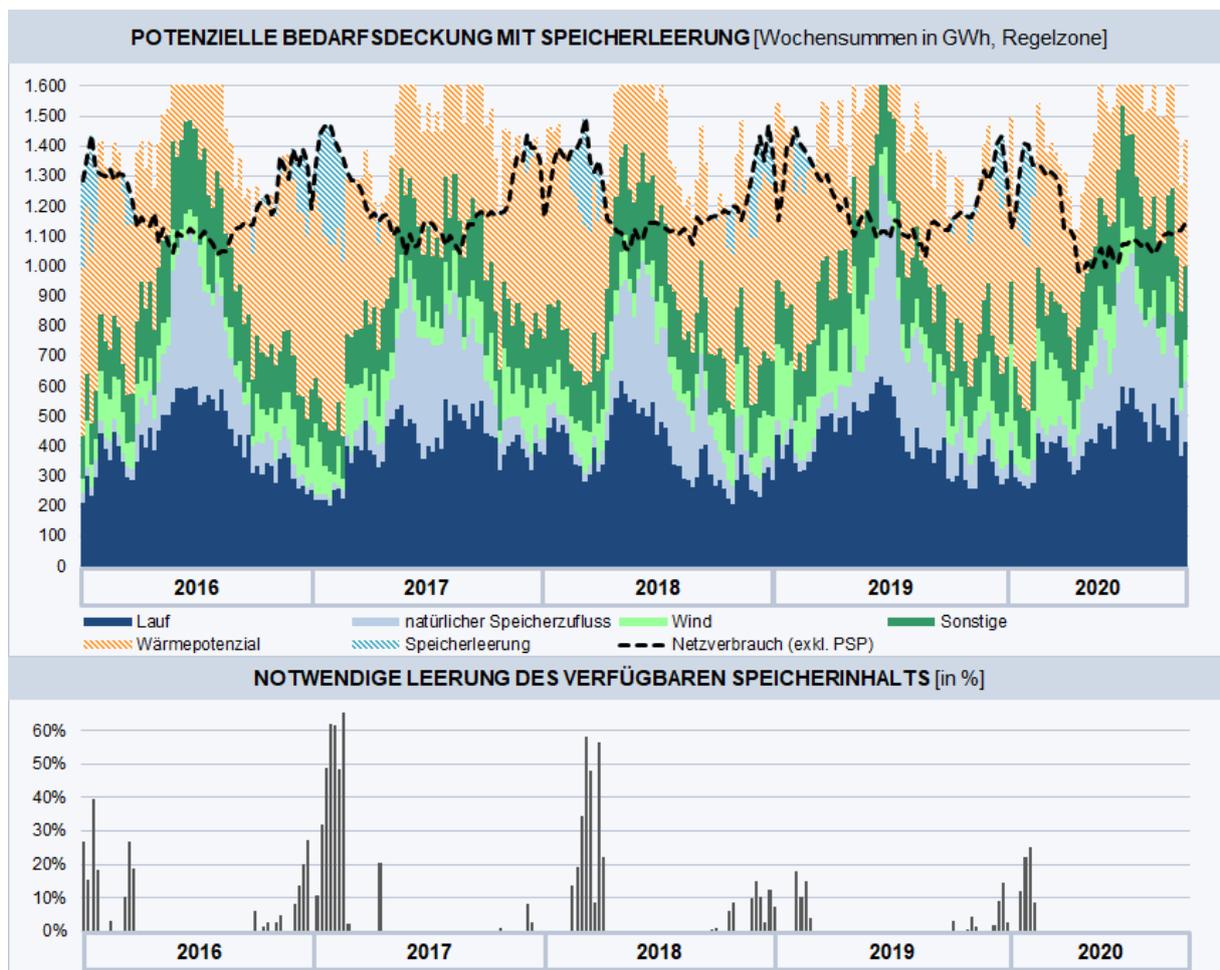


Abbildung 23 Potenzielle inländische Bedarfsdeckung in der Regelzone

In obiger Abbildung ist klar erkennbar, dass im Vergleich zu den Wintern 2016/17 bzw. 2017/18 die Deckungslücken in den letzten beiden Wintern 2018/19 bzw. 2019/20 zwar noch in einigen Wochen vorhanden waren, aber kein versorgungsrelevantes Ausmaß erreichten. Als Hauptursachen für dieses Ergebnis sind die in den Wintermonaten zuletzt höhere Verfügbarkeit der Wasserkraft und der witterungsbedingt geringere Netzverbrauch zu nennen.

¹⁵ Zusätzlich müssen auch die Engpassleistung sowie die Übertragung und Verteilung der Speichererzeugung 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.

Trotz der unterdurchschnittlichen Laufwassererzeugung im Winter 2019/20 waren die errechneten hypothetischen Deckungslücken schwach ausgeprägt, da vor allem die hohe Verfügbarkeit energetischer Speicherinhalte kompensierend wirkte. Folglich konnten nur 4 Wochen im Winter 2019/20 ermittelt werden, in welchen die notwendige Speicherleerung über 10% lag. Dabei erreichte die maximale notwendige Speicherleerung einen Wert von 25% (die Woche der höchsten Belastung für die österreichische Bedarfsdeckung wäre also mehr als 4 Wochen allein durch österreichische Erzeugung überbrückbar gewesen). In den Wintern 2016/17 und 2017/18 kam es hierbei in einigen Wochen mit hoher Unterdeckung zu einer notwendigen Leerung von über 50% des verfügbaren Speicherinhalts (entspricht einer Überbrückungsdauer von weniger als 2 Wochen).

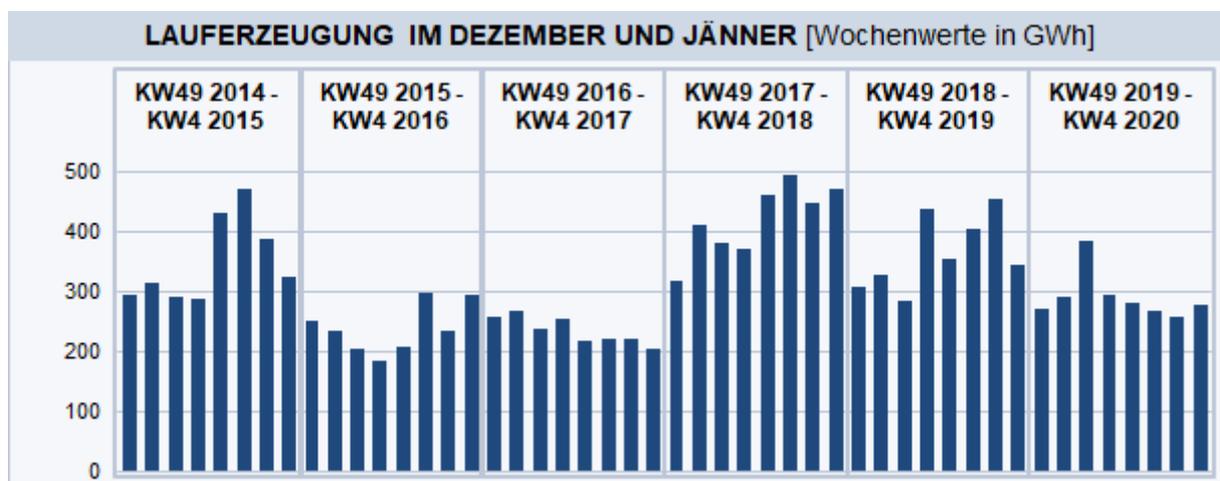


Abbildung 24 Langjährige Entwicklung der Lauferzeugung (> 25 MW) im Dezember und Jänner (öffentliche Versorgung)

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. Tabelle 1). Die beiden Winter 2015/16 bzw. 2016/17 waren von einer deutlich höheren Anzahl von Wochen mit hypothetischen Deckungslücken gekennzeichnet – im Vergleich zur ersten Berechnung für den Winter 2013/14 erhöhte sich die Anzahl derartiger Wochen und auch das Ausmaß der Deckungslücken deutlich. Im Winter 2017/18 war die Anzahl der Wochen mit hypothetischen Deckungslücken wieder deutlich geringer, aber die Höhe der Unterdeckungen in einzelnen Wochen blieb auf hohem Niveau. In den letzten beiden Wintern 2018/19 bzw. 2019/20 können die errechneten Deckungslücken im Vergleich dazu als moderat eingestuft werden.

Hätte die energetische Deckung in den Wochen mit hypothetischen Deckungslücken allein durch inländische Erzeugungsanlagen erfolgen müssen, wäre eine entsprechende

Speicherleerung notwendig gewesen. 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). 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 1 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 Risikoeinschätzung der Versorgungssicherheit ist auch anhand unseres Indikatoren-Sets 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 1: Ex-post Speicherreichweite bei Verwendung zum Ausgleich der hyp. Deckungslücke

	Anzahl der Wochen mit hyp. Deckungslücke	davon:			
		Minimale hyp. Deckungslücke (in GWh)	Maximale hyp. Deckungslücke (in GWh)	Median der 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)
Okt.-Mrz. 2017/18	10	9,2 (KW 4 2018)	335,8 (KW 9 2018)	151,2	2,8 (in KW 8, 2018)
Okt.-Mrz. 2018/19	12	36,2 (KW 6 2019)	272,6 (KW 47 2018)	158,2	volle Deckung gewährleistet
Okt.-Mrz. 2019/20	11	4,0 (KW 41 2019)	337,7 (KW 3 2020)	104,3	volle Deckung gewährleistet

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 verhältnismäßig geringem Ausmaß verfügbar sind. Im Zusammenspiel mit geringer Lauferzeugung und volatiler Windeinspeisung können so mögliche energetische Versorgungsengpässe entstehen. Aufgrund eines späten Kälteeinbruchs in der achten Kalenderwoche 2018 und der in dieser Phase bereits stark geleerten Speicherinhalte existierte eine minimale hypothetische Speicherreichweite von 4,8 Wochen. In den Wintern 2018/19 und 2019/20 war jedoch wieder erstmals seit 2015 die volle Deckung aller hypothetischen Deckungslücken anhand des vorhandenen Speicherinhalts gegeben.

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%¹⁶ 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 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 besteht, dass Kraftwerke im Bedarfsfall mehr Energie liefern können.

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.

¹⁶ Dies bedeutet, dass nur in weniger als 1% aller Fälle das tatsächliche Endergebnis unterhalb dieses Bereiches liegen wird.

Der herangezogene thermische Kraftwerkspark zur Berechnung der gesicherten Leistung bezieht sich hierbei auf Anlagen größer als 1 MW.

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 2020. 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 2012¹⁷ (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 hat die Vergangenheit gezeigt, dass solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden können.

4.2.2 Prognose Kraftwerkspark Regelzone

Für die Prognose des Kraftwerksparks 2030 in der Regelzone werden sämtliche in Bau befindlichen Projekte berücksichtigt, die in der Regelzone und gleichzeitig auf österreichischem Staatsgebiet liegen, sowie die durch das EAG angestrebten Ausbauziele erneuerbarer Energieträger (Wasser, Wind, PV). 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. Diese Verschiebung der Kraftwerke beeinflusst die installierte Engpassleistung der Kraftwerke der Regelzone APG. Nicht berücksichtigt sind vorerst die im Jahr 2019 beschlossenen Konservierungsmaßnahmen thermischer Kraftwerke in Niederösterreich¹⁸.

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

¹⁷ www.e-control.at, Fachpublikationen Strom.

¹⁸ Eine durchgeführte Simulation hat aber gezeigt, dass die Einbeziehung einen nur sehr geringen Effekt auf das 1% Perzentil der gesicherten Leistung hätte.

4.2.2.1 Ausbauziele des Regierungsprogramms und In Bau befindliche Projekte

In der österreichischen Regelzone exklusive Kraftwerke im Ausland wird sich annahmegemäß der Kraftwerkspark wie folgt entwickeln, wenn zusätzlich zu den in Bau befindlichen Anlagen eine Realisierung der im Regierungsprogramm festgelegten Ausbauziele angenommen wird: Die Anteile werden dadurch neu verteilt, Wind und PV werden im Kraftwerkspark 2030 knapp die Hälfte der verfügbaren Engpassleistung ausmachen, während Lauf-, Speicher- und Wärmekraft in den gleichen Größenordnungen rangieren und jeweils rund ein Sechstel zur gesamten Engpassleistung beitragen. Absolut kommt es zu einer Reduktion von 4 MW bei der Engpassleistung thermischer Kraftwerke, Wind und PV legen bei den Anteilen um mehr als das Doppelte. (siehe Abbildung 25).

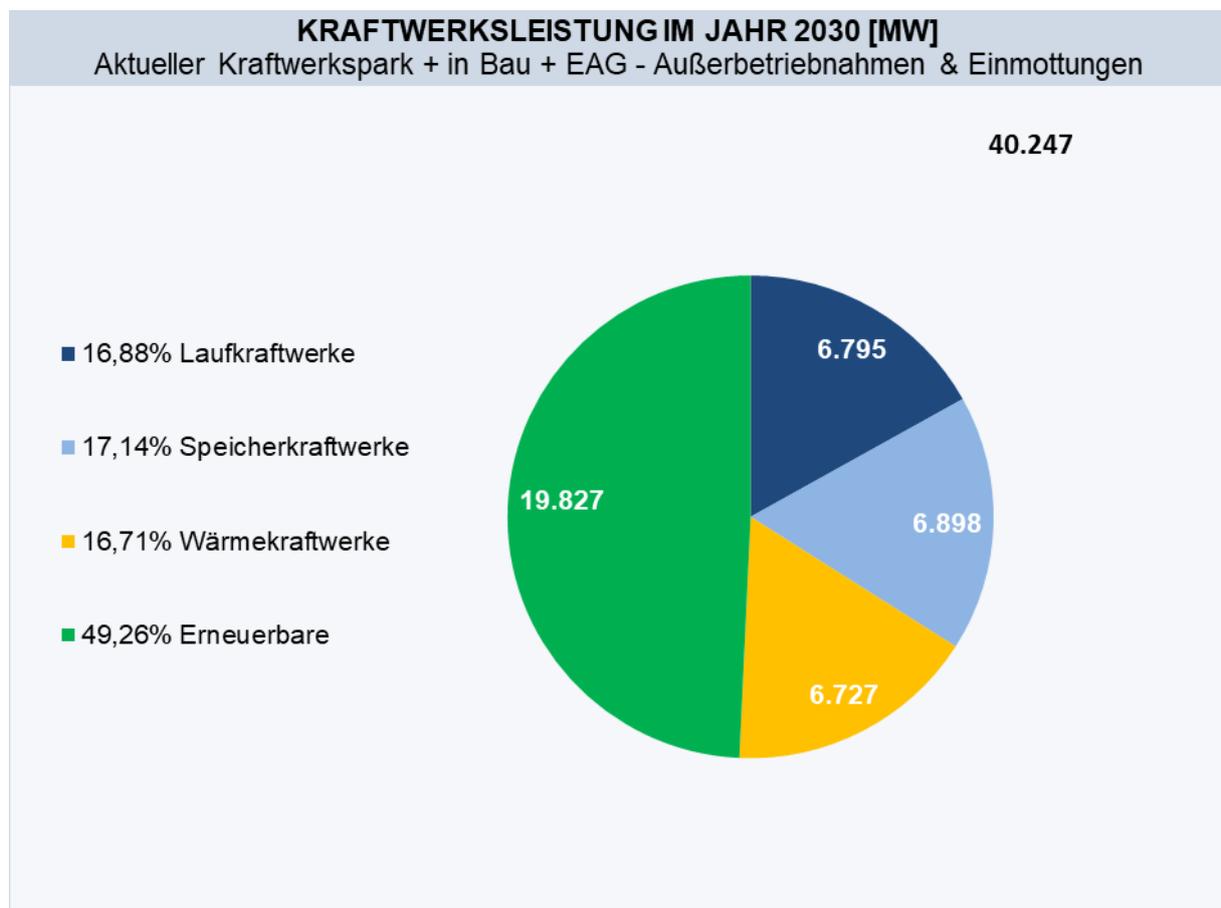


Abbildung 25 Österreichs Kraftwerkspark 2030 in der Regelzone

4.2.3 Gesicherte Leistung und Deckungsrechnung

In der folgenden Abbildung wird die Lastdeckungsreserve dargestellt, die die noch verfügbare gesicherte Leistung bei Deckung der maximalen Last bezeichnet. Hierbei handelt es sich um die prognostizierte Lastspitze im Verhältnis zum gesamten Kraftwerkspark Österreichs (inklusive deutscher Regelzonen in Österreich), einschließlich industrieller Erzeugungsanlagen. Diese Darstellung der Lastdeckung findet sich auch in diversen

Adequacy Forecasts der ENTSO-E und der Übertragungsnetzbetreiber wieder. Mit zunehmend volatiler Erzeugung (aus Wasser, Wind und Sonne) ist in Österreich zusätzlich eine Miteinbeziehung der zur Verfügung stehenden Energieinhalte der Speicher notwendig. Über längere Zeiträume führt eine hohe Last zu energetisch hohen Wochenverbräuchen, die durchgehend gedeckt werden müssen.

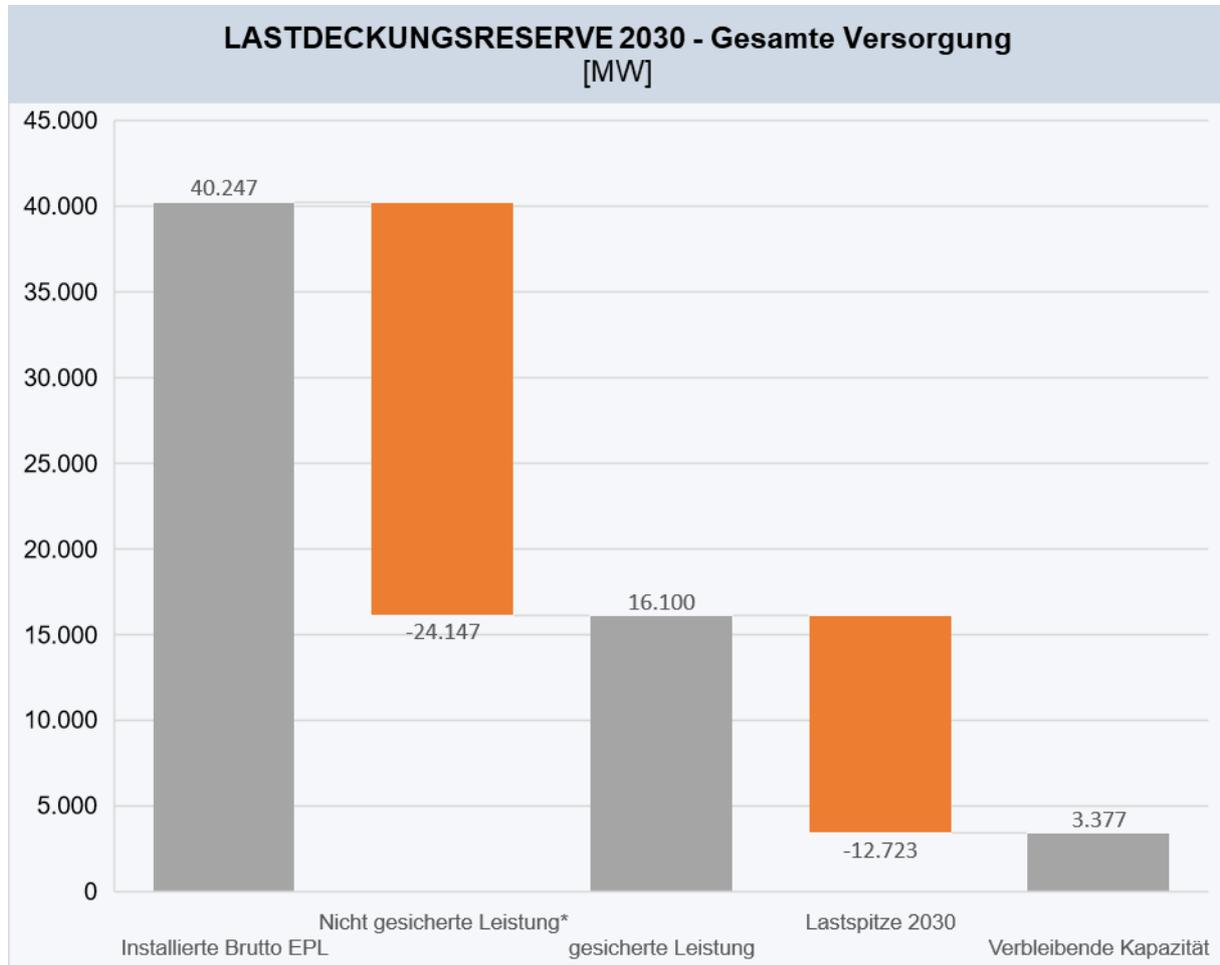


Abbildung 26 Gegenüberstellung des höchsten Stundenverbrauchs und Kraftwerkskapazität ohne Reichweitenbetrachtung

Es verbleibt bei einer erwarteten Lastspitze in Höhe von 12.720 MW nach ihrer Deckung durch österreichische Kraftwerke (inklusive der Kraftwerkseinheiten der Industrie in Österreich) eine freie gesicherte Kapazität in Höhe von 3.377 MW für eine Lastdeckung von 1h. Die Berechnung beruht auf den Meldungen über bereits in Bau befindliche Anlagen der Kraftwerksbetreiber für das Jahr 2030 sowie den Ausbauzielen für den Kraftwerkspark erneuerbarer Energieträger (Wind, Wasser, PV), wie sie im Regierungsprogramm bzw. im

Entwurf zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz festgelegt wurden. Die Ausbauten wurden vereinfachend linear über den Betrachtungszeitraum verteilt.

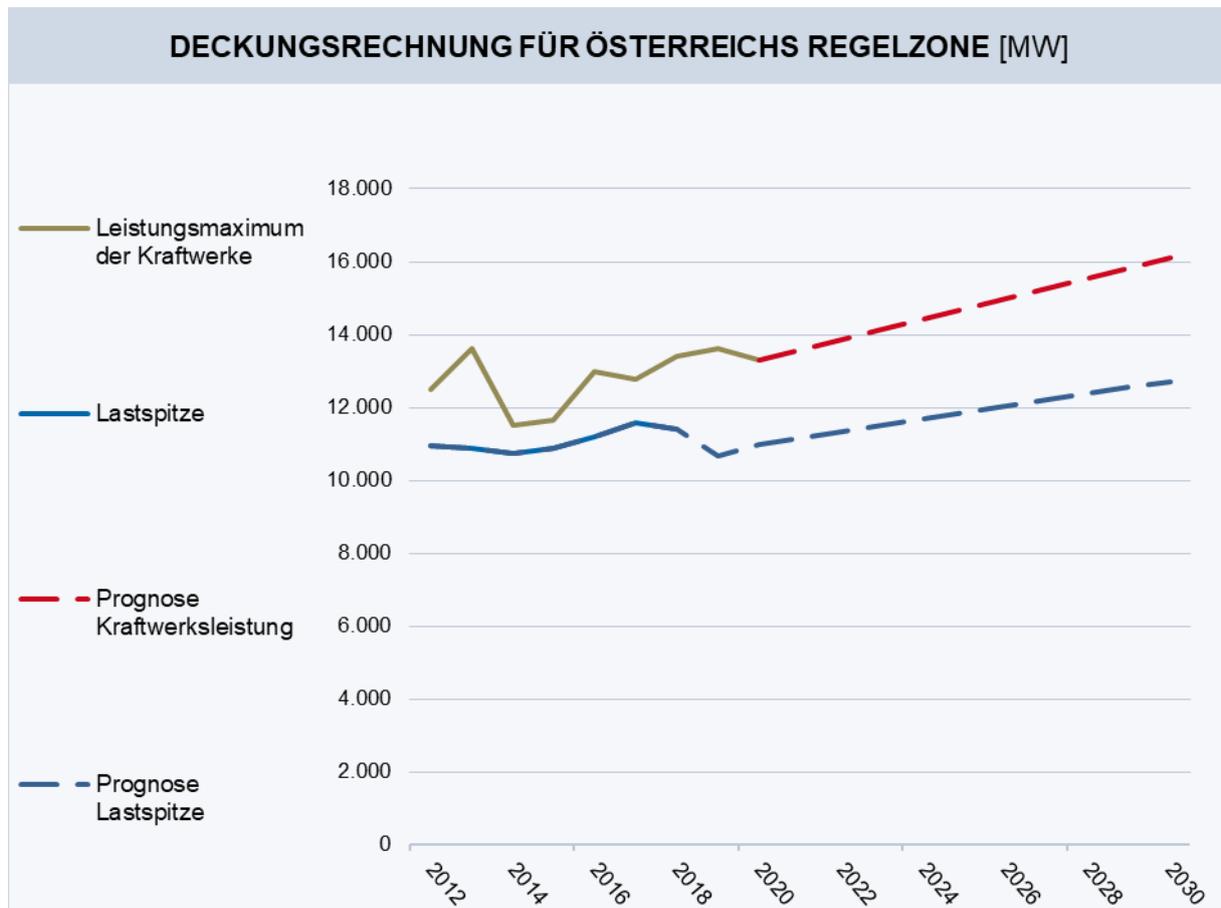


Abbildung 27 Deckungsrechnung für Österreich & Regelzone

In dieser Deckungsrechnung besteht eine Überdeckung durch die gesicherte Leistung. Die Überdeckung der Maximallast erhöht sich von rund 3 GW im Jahr 2019 leicht auf fast 3,4GW 2030 durch den nun angenommenen Ausbau an erneuerbaren Kapazitäten.

Demgegenüber herrscht im durchgerechneten Szenario, ohne Berücksichtigung von Importmöglichkeiten, eine Unterdeckung der prognostizierten Maximallast von 2,8 GW sobald die Deckungsrechnung für die Regelzone ohne thermische Kraftwerke durchführt wird.

4.2.4 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 Wärmekraft wird mit 38% den größten Teil der gesicherten Leistung der Regelzone zur Verfügung stellen, darauffolgend sind Speicherkraftwerke mit 27% und Lauf- sowie Windkraftwerke und PV-Anlagen mit 34% in der Verteilung der gesicherten Leistung

vertreten.

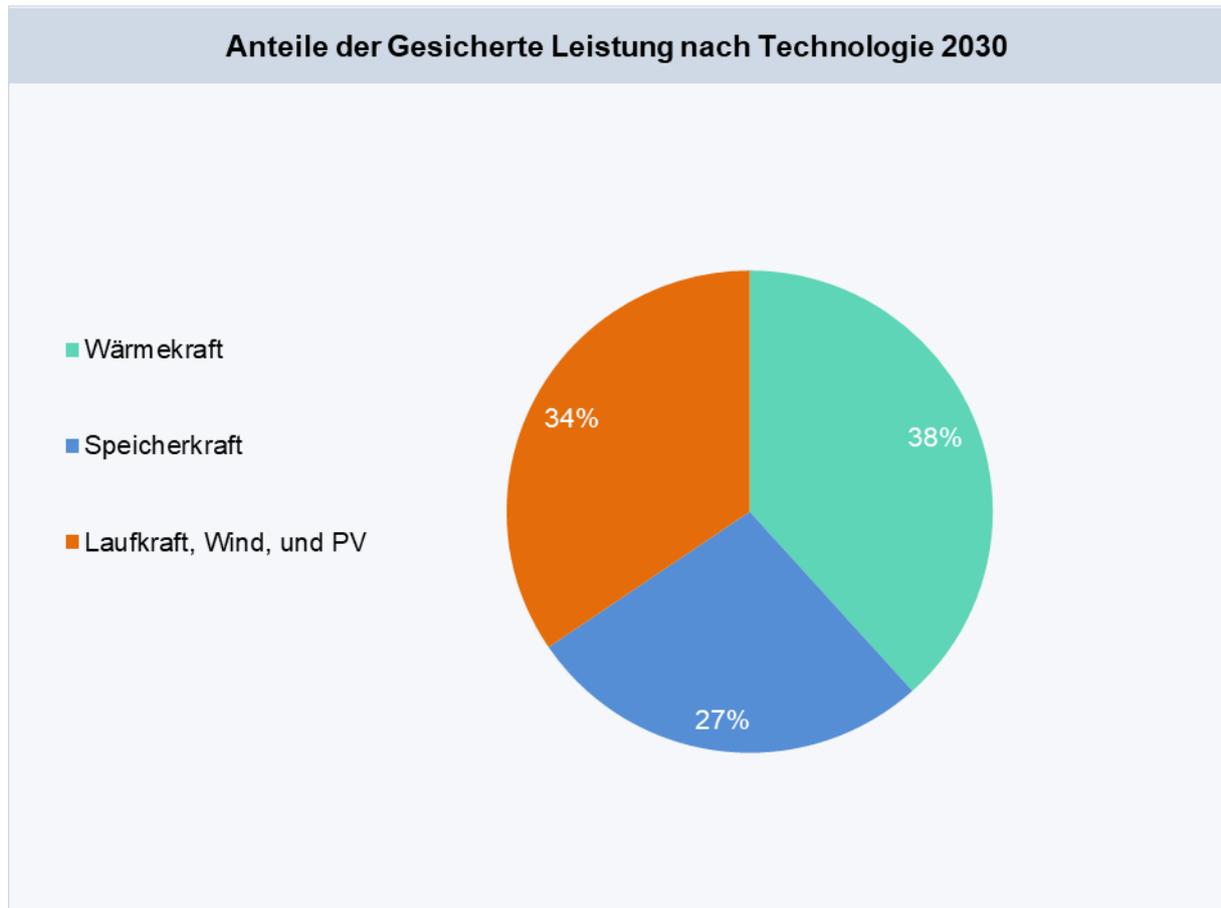


Abbildung 28 Gesicherte Leistung nach Technologie 2030, Regelzone

4.3 Prognosen (Arbeit)

Das Erzeugungspotential liegt bei voller Verfügbarkeit aller Anlagen bei der Nettoengpassleistung abzüglich der Vorhaltung der Regelreserve. Diese Situation ist nicht realistisch, da mit geplanten oder ungeplanten Ausfällen bzw. Reduktionen zu rechnen ist und die volle Engpassleistung witterungsbedingter 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 Erzeugungsmuster 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 anzumerken, dass thermische Kraftwerke und Speicher stark marktgetrieben

agieren, während die erneuerbaren Technologien einschließlich Laufwasser wetter- bzw. saisonbedingt produzieren¹⁹.

Um die Produktionsseite abschätzen zu können, berechnen wir zunächst die prozentuellen Anteile der tatsächlichen Stromerzeugung (*ERZ*) an der durch die Bruttoengpasseleistung (*EPL*) begrenzten monatlichen Maximalerzeugung. Dieses relative Erzeugungsmaß wird auch als Kapazitätsfaktor²⁰ bezeichnet. Auf Basis der Unterscheidung zwischen Laufkraftwerken, Speicherkraftwerken, Wärmekraftwerken und erneuerbaren Energieträgern²¹ 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 (2014-2018):

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

Für die Prognosewerte der Erzeugung wird jedes monatliche Kapazitätsfaktormittel mit der dazugehörigen für 2030 geschätzten Engpasseleistung²² 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

¹⁹ 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.

²⁰ Die Verwendung von prozentuellen Anteilen hat den Vorteil, dass auch für etwaige Trends im Ausbau einiger Erzeugungstechnologien kontrolliert werden kann.

²¹ Winderzeugung und Photovoltaik-Anlagen.

²² siehe Abschnitt 4.2.2.

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.

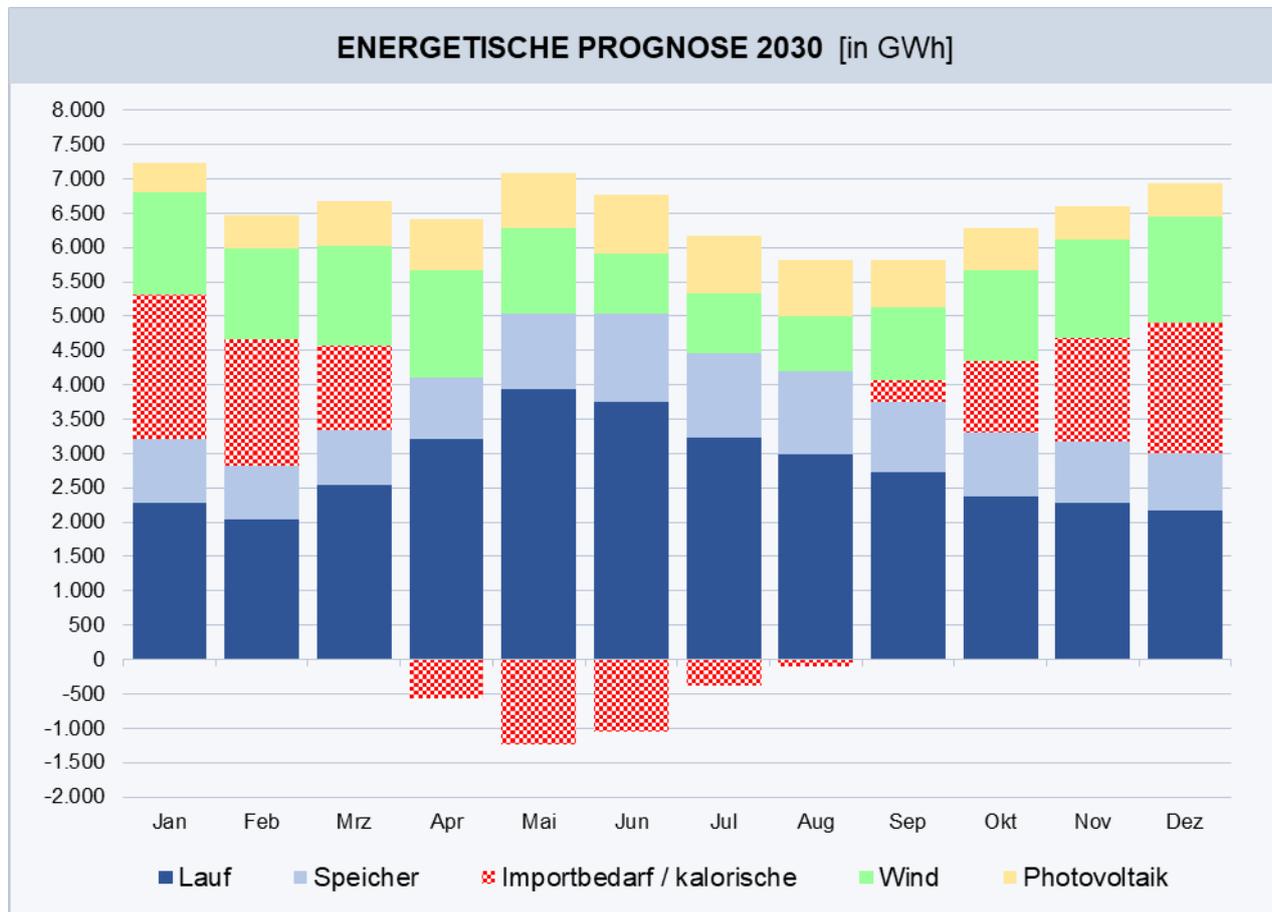


Abbildung 29 Energetische Prognose für das Jahr 2030

Im Rahmen des prognostizierten Kraftwerkparks (Erweiterung um bereits im Bau befindliche Kraftwerke sowie den Ausbauzielen der Regierung) ergeben sich durch die starken Zuwächse der erneuerbaren Energieträger überwiegend während des Sommers Erzeugungsüberschüsse (Nettoexporte). Im Rest des Jahres besteht weiterhin Importbedarf beziehungsweise die Notwendigkeit Energie aus kalorischen Trägertechnologien zu gewinnen.

4.3.1.1 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 Tabelle ersichtlich, die Summe der Importkapazitäten 2020 auf knapp 8940 MW, die Exportkapazitäten auf über 9200 MW. Im Jahre 2025 sollte die Importkapazität

auf über 12200 MW zulegen, die Exportkapazitäten werden sogar auf knapp 12560 MW wachsen.

Tabelle 2: NTC-Werte; Quelle: ENTSO-E, MAF 2018

Border/boundary	2020 - MAF 2018 (MW)	2025 - MAF 2018 (MW)
AT-CH	1200	1700
AT-CZ	900	900
AT-DE	5000	7500 (MAF 2016: 6000)
AT-HU	800	800
AT-ITN	380 (MAF 2016: 405)	710 (MAF 2016: 1005)
AT-SI	950	950
CH-AT	1200	1700
CZ-AT	800	800 (MAF 2016: 900)
DE-AT	5000	7500 (MAF 2016: 6000)
HU-AT	800	600 (MAF 2016: 800)
ITN-AT	190 (MAF 2016: 235)	490 (MAF 2016: 835)
SI-AT	950	950

5 Bewertung

5.1 Interpretation der Ergebnisse der Abschnitte 3) und 4)

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 Volledeckung** mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer **energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen** hinweg ausgegangen. Eine extreme Wettersituation mit niedriger Wasserführung und kaum Wind- und PV-Produktion über einen Zeitraum von mehr als drei Wochen wurde als sehr unwahrscheinlich verworfen.

Aktuell (2019/20): 2019 war eine leistungsmäßige Deckung gegeben, d. h. jede einzelne Stunde eines Lastmaximums konnte, durch heimische Kapazitäten gedeckt werden. Arbeitsseitig war eine volle inländische Deckung über drei Wochen hinweg zu jedem Zeitpunkt gegeben (siehe Abschnitt 4.1.4).

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen. Während eine Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke gemäß den eingelangten Stilllegungsmeldungen ein beruhigendes Bild zeichnet, ergibt die Extremrechnung „ohne öffentliche thermische KW“ naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung, allerdings ohne Einbeziehung ausländischer Kraftwerksleistungen.

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt wäre aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 13.565 MW im Jahr 2030 grundsätzlich davon auszugehen, dass ausreichende Energiemengen ohne weiteres importiert werden können. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar.

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.²³ 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.²⁴

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

²³ <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>

²⁴ Siehe online auf: <https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>

Verordnung 714/2009/EG regelmäßig Prognosen zur Versorgungssicherheit („Summer Outlook Winter Review“, „Winter Outlook Summer Review“ und „Mid Term Adequacy Forecast“ - MAF) 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.²⁵

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 APG²⁶.

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.²⁷ In Umsetzung des § 15 (2) EnLG 2012 wird von der E-Control eine Beschreibung der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber abgefragt. Diese Programme werden grundsätzlich gemäß gesetzlichen Vorgaben, betrieblichen Erfahrungen und nach dem Stand der Technik durchgeführt. In den meisten Fällen gibt es detaillierte interne

²⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

²⁶ <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/Allokationen>

²⁷ [DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“](#), Ausgabe 2012-09

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 gelegt, sowohl in fachspezifischen Bereichen als auch in Sicherheits- und Bergungsmaßnahmen sowie allgemeiner Weiterbildung (z. B. Betriebsführung, Baustellenkoordination, Logistik).

6.2 Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

6.2.1 Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau

Im normalen Betriebszustand werden die Erzeugungsanlagen nach Marktlage betrieben. 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 ungeplante 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 Rundsteuerungen 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 E²⁸ 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.

Wesentliche Bestimmungen zur netzbetreiberübergreifenden Kooperation finden sich im „Operation Handbook“ der ENTSO-E²⁹.

²⁸ Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, Version 2.2, E-Control 2014

²⁹ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

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 Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb ist seit 2017 in Kraft; ebenso die Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes.

Abgesehen von betriebsmittel- oder überlastungsbedingten Störungen können auch Naturkatastrophen oder Terrorakte Blackouts auslösen. Die Richtlinie 2008/114/EG³⁰ 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 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 in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Oesterreichs Energie“) durchgeführt. Die Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) verpflichtet die österreichischen Netzbetreiber, alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 s 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

³⁰ Richtlinie 2008/114/EG über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern.

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.³¹ Zudem melden österreichische Erzeuger an die Transparenz Plattform der EEX³², auf der unter anderem geplante und ungeplante Unterbrechungen zeitnah veröffentlicht werden.

6.3 Netzsicherheit

Am 27. August 2019 rief die APG die betriebliche Warnstufe gelb aus, da aufgrund geringer Erzeugungskapazität im Osten Österreichs und hoher Exportkapazitäten der Schweiz in Richtung Osten leistungsintensive Redispatch-Prozesse eingeleitet werden mussten. Von den 3,2 notwendigen Gigawatt stammten 2,8 GW (2,4 GW davon thermisch) aus Österreich, die restlichen 0,4 GW wurden aus dem Ausland bezogen.

Am 16. November 2019 wurde erneut die betriebliche Warnstufe gelb ausgerufen, da es aufgrund starker Schneefälle im Raum Osttirol und Oberkärnten zu Netzausfällen kam. Mehrere tausend Haushalte konnten kurzfristig nicht mit Strom versorgt werden. Dafür verantwortlich waren Ausfälle von 110 kV/MS-Trafos sowie zwei zerstörte 110kV Masten und einige Erdschlüsse. Zusätzlich war die 220 kV Leitung Lienz- Soverzene durch schwere Schneeanhänge auf Erd- und Phasenseilen sowie in den Leiterseilen hängende Bäume unterbrochen und reduzierte Übertragungskapazitäten zwischen Österreich und Italien.

³¹ <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik>

³² <https://www.eex-transparency.com/>

7 Neue Entwicklungen

7.1 Elektromobilität

Für die Evaluierung des Einflusses des elektrischen Personenverkehrs auf den energetischen Endverbrauch wurde 2020 eine Studie in Auftrag gegeben, welche unter gewissen Szenario-Annahmen die zusätzliche stündliche Last durch Ladeprozesse abschätzt.

Die Eckpunkte des verwendeten Szenarios sind:

- Fahrzeuge: PKWs, Busse, leichte Nutzfahrzeuge
- Ladeverhalten: Werktags und am Wochenende in Sommer- sowie Wintermonaten
- Elektrischer Flottenanteil 27%

Unter diesen Rahmenbedingungen käme es zu einem zusätzlichen, energetischen Endverbrauch von 4,3 TWh. Die Lastspitze der Ladeprozesse würde bei rund einem Gigawatt liegen, das Minimum bei 0,08 GW. Die Maxima treten in diesem Szenario um 4 Uhr in der Früh auf, während die Minima um 8 Uhr vormittags auftreten. Durchschnittlich wird eine zusätzliche Last von 0,5 GW erwartet.

7.2 Deckungsmodell inkl. E-Mobilität und Teilelektrifizierung der Industrie

Während bei den bisherigen leistungsspezifischen Deckungsrechnungen eine prognostizierte Höchstlast mit einer definierten, ungünstigen Erzeugungssituation verglichen wurde, wird in diesem Bericht die zukünftige österreichische Versorgungssicherheit anders bemessen. Statt nur auf die Stunde der Lastspitze abzielen, werden alle 8760 Stunden des Jahres betrachtet.

Simulierte, stündlich aufgelöste Jahreslastverläufe werden simulierten, stündlich aufgelösten Jahrerzeugungskurven verschiedener Technologien gegenübergestellt. Auf diesem Wege können bei der Analyse der Gegenüberstellungen (Deckungsprofile) wichtige Erkenntnisse über die Natur potenzieller Deckungslücken erlangt werden, beispielsweise zeigt die Studie, wann diese auftreten, wie lang sie andauern und wie groß das hypothetische Leistungsdefizit ausfallen könnte. Zu beachten ist, dass es sich hierbei um eine rein nationale Evaluierung handelt und bewusst auf die Berücksichtigung potenzieller Importkapazitäten verzichtet wurde.

Um verschiedenste Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien darzustellen, wird ein probabilistischer Ansatz gewählt, welcher eintausend potenzielle Last und Leistungskurven miteinander vergleicht. Die Last- und erneuerbaren-Erzeugung-Zeitreihen (Wind, PV, Laufwasserkraft) werden unter Einsatz eines „Long Short Term Memory“ (kurz „LSTM“) neuronalen Netzwerkes generiert, welches die Temperatur als exogene Kenngröße

verwendet, um witterungsbedingte Gleichzeitigkeiten abzubilden. Da aufgrund des Klimawandels mit einem Ansteigen der Temperatur zu rechnen ist, wird angenommen, dass es nicht ausreichend ist, auf bestehende „Temperatur-Jahre“ als Prädiktorvariablen zurückzugreifen. Daher werden basierend auf den letzten fünf Jahren eintausend zufällige Temperaturverläufe generiert, welche eine gewisse Erwärmung für den Zeithorizont 2030 abbilden

In weiterer Folge werden die generierten Kurven für das Jahr 2030 linear skaliert, dies geschieht lastseitig über die, mittels eines Vektorfehlerkorrekturmodells, prognostizierte Spitzenlast (siehe Kapitel Spitzenlast). Zusätzlich werden diese Verläufe additiv um potenzielle Verbrauchsprofile für E-Mobility und die Elektrifizierung von Großindustrien ergänzt. Erzeugerseitig werden die Ausbauziele des Regierungsprogramms herangezogen.

Da diese Analyse leistungsspezifischer Natur ist, werden für die Technologien Wärme- und Speicherkraft basierend auf Ausfallsdaten eintausend zufällige Jahresverläufe gezogen, um die Verfügbarkeit dieser Energieträgerkapazitäten abzubilden.

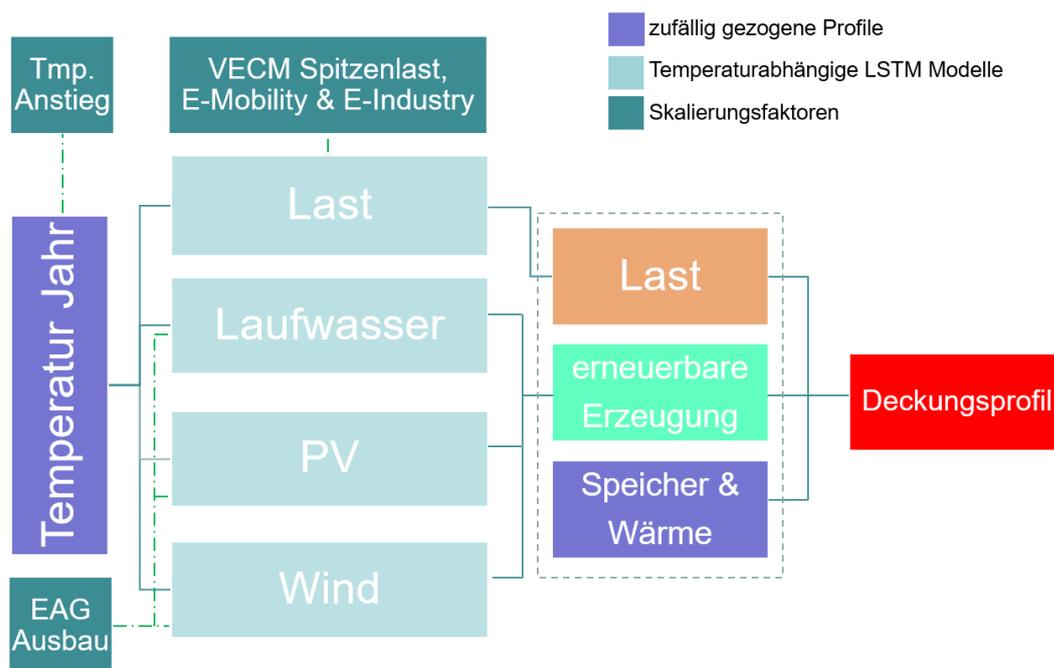


Abbildung 30 Aufbau Deckungsmodell

Die einzelnen Komponenten zusammengefügt, wie in **Abbildung 30** dargestellt, erzeugen (mindestens) eintausend hypothetische Deckungsprofile für das Jahr 2030, welche auf Deckungslücken und deren Beschaffenheit untersucht werden. Dadurch können in weiterer Folge Verteilungen verschiedener Parameter wie Dauer und Größen solcher Lücken extrahiert werden.

7.2.1 Evaluierung des Deckungsmodells

Erste Analysen zeigen, dass die Mehrzahl der simulierten Jahre, rund 57%, keine Deckungslücken aufweisen. Mit großem Abstand (25%) folgen jene Jahre in denen nur eine Stunde unterdeckt war. Mit zunehmender Anzahl an Deckungsdefiziten reduzieren sich auch die Anteile an der Grundmenge der simulierten Deckungsprofile wie in Abbildung 31 ersichtlich.

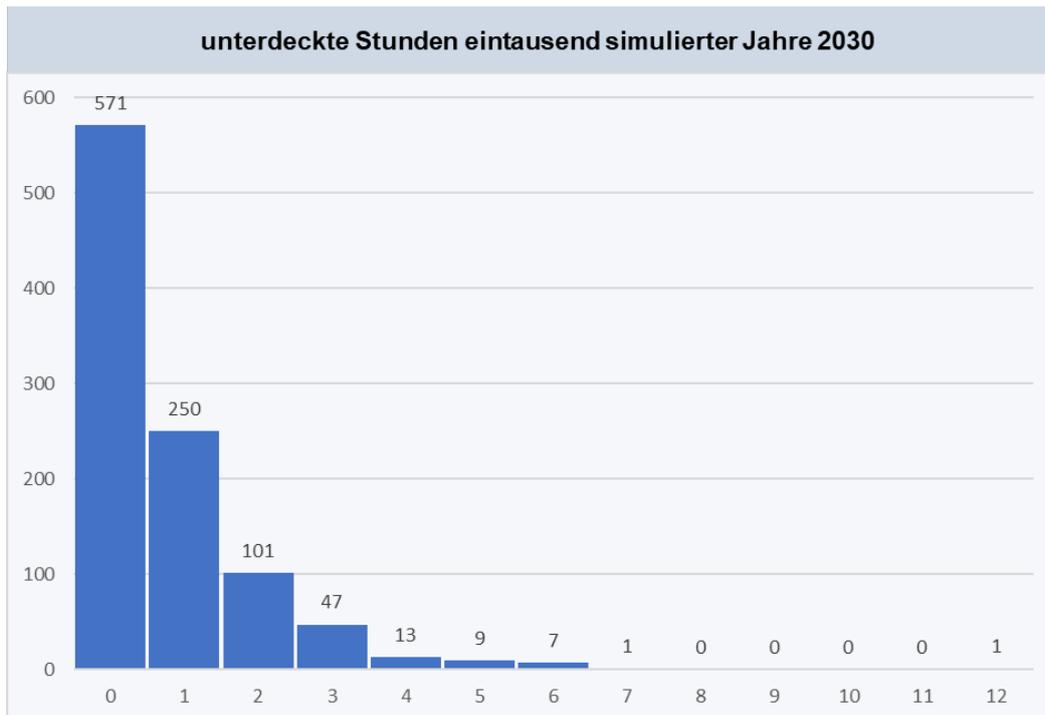


Abbildung 31 Anzahl unterdeckte Stunden pro Jahr

Abbildung 31 zeigt außerdem, dass die Dauer der meisten Defizite nur eine Stunde beträgt. Durchschnittlich wäre im Falle einer Unterdeckung mit ca. 1,75 Stunden zu rechnen, das längste Defizit dauerte zehn Stunden an. Dieses trat an einem der eintausend 21.01.2030 zwischen 16 und 1 Uhr auf und belief sich auf 5,75 GWh bei einer durchschnittlichen Unterdeckung von 0,57 GW. Weitergehende Analysen zeigen, dass die Last während des Deckungsdefizites rund 5% (+0,57 GW) höher als der simulierte Durchschnitt in diesem Zeitfenster war. Im gleichen Zeitraum waren außerdem die Verfügbarkeiten von Speicher- und Wärmekraftwerken um 10% (-0,42 GW) beziehungsweise 30% (-1,7 GW) niedriger als im Mittel. Ebenso verantwortlich für das Deckungsdefizit dürfte eine in der Simulation aufgetretene Flaute sein, welche zu einer durchschnittlich, um über 90% (-1,3 GW), verringerten Erzeugung aus Windkraft geführt hat. Die Erzeugung aus Laufwasser und Photovoltaik rangiert in für diesen Zeitraum üblichen Bereichen der Standardabweichung

Zu welcher Tageszeit am wahrscheinlichsten Unterdeckungen auftreten können, ist in Abbildung 32 ersichtlich. So ist die Chance, dass um 21 Uhr ein Deckungsdefizit eintritt am größten, generell ist eine Häufung um die Abendstunden bemerkbar. Die Zunahme um drei Uhr nachts ist auf die Ladespitze elektrischer Fahrzeuge zurückzuführen.

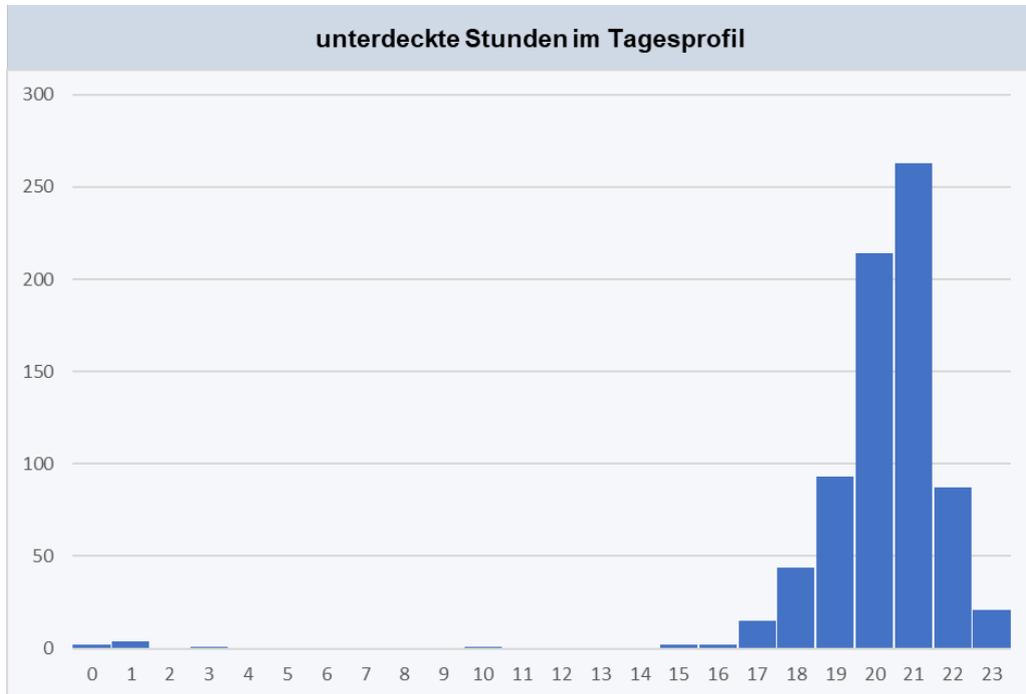


Abbildung 32 unterdeckte Stunden im Tagesprofil bei 1000 Simulationen

Da Last und Erzeugung stark saisonal abhängige Größen sind, häufen sich auch potenzielle Deckungslücken unter Einfluss der Jahreszeiten. So ist, wie in Abbildung 33 ersichtlich, vermehrt in den Wintermonaten mit Knappheitssituationen zu rechnen.

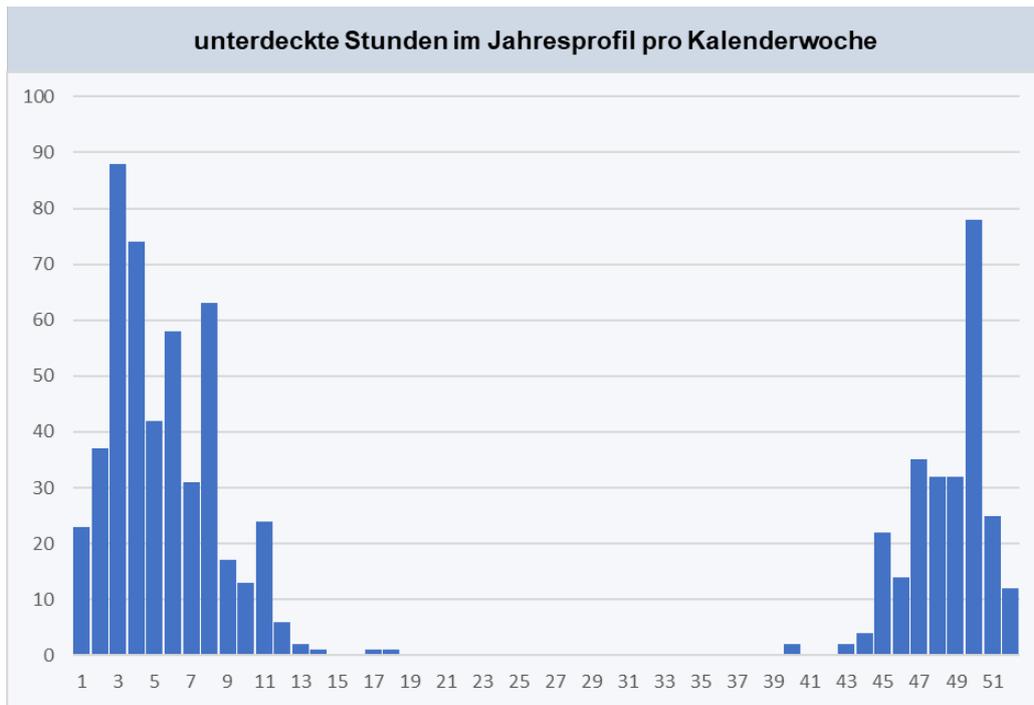


Abbildung 33 unterdeckte Stunden im Jahresprofil bei 1000 Simulationen

Bezogen auf alle simulierten Stunden, ist der Anteil nicht gedeckter Stunden allerdings verschwindend gering, die durchschnittliche Deckung beläuft sich in den Simulationen auf eine Überdeckung von 7,2 GW. Der maximale, theoretische Überschuss gipfelt bei knapp 17,1 GW, während das größte stündliche Defizit bei -1,4 GW liegt. Die höchste Summe aller Unterdeckungen eines Jahres beträgt in etwa 7,5 GWh und die höchste Lastspitze 12,9 GW.

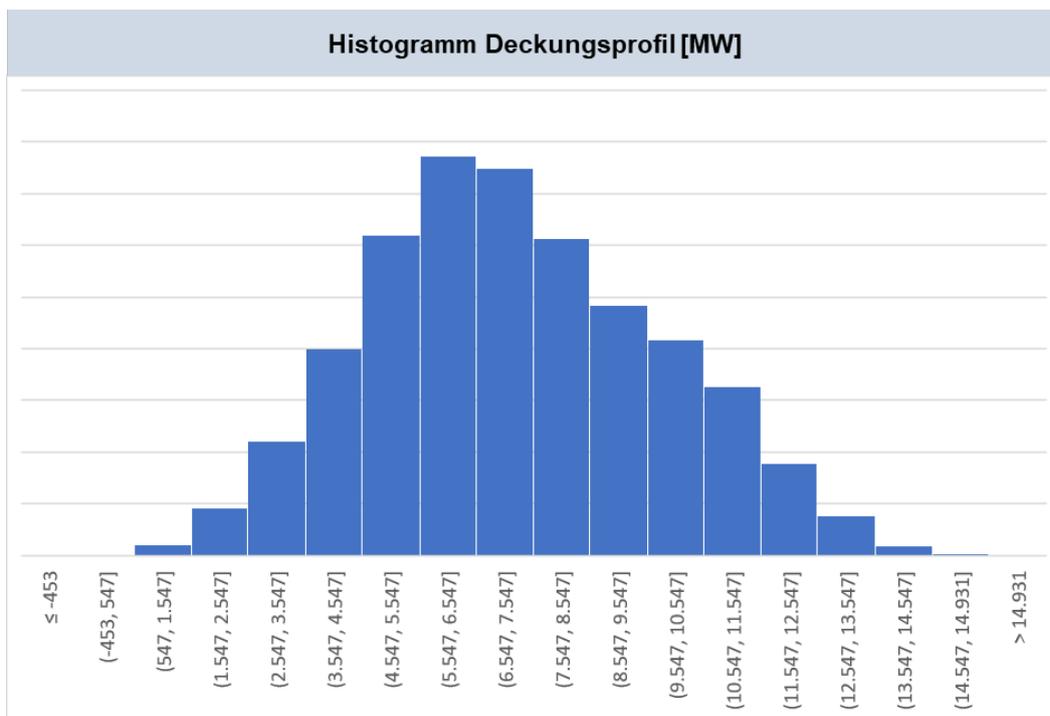


Abbildung 34 Histogramm Deckungsprofil

Das Ausmaß der maximalen Überdeckungen (Abbildung 34) ist auf die Ausbauziele des Regierungsprogramms zurückzuführen, welche bis 2030 die Installation von zusätzlich ca. 11 GW Photovoltaik, 4 GW Wind- und 1 GW Laufwasserkraft vorsehen. Allerdings sind dermaßen hohe Überschüsse nicht zu erwarten, da diese den vollen Abruf verfügbarer Speicher- und Wärmekraftkapazitäten erfordern, welcher bei starker Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und damit einhergehenden niedrigen Energiepreisen nicht besonders realistisch ist. Daher ist es sinnvoll in diesem Kontext jene potenzielle Überdeckung zu betrachten, welche ausschließlich durch das Erneuerbaren-Dargebot anfällt. Durchschnittlich würde diese circa 1 GW betragen und hätte ihr Maximum bei 6,2 GW. Mit rund 4,2 GW verfügbarer Pumpleistung könnte der mittlere Überschuss theoretisch durch rein inländische Kapazitäten verbraucht werden, sofern die aktuell herrschende Marktsituation dafürspricht. Kapazitäten über 4,2 GW müssten anderweitig verbraucht/abtransportiert werden. Für den Export stehen beispielsweise grenzüberschreitende Leitungen mit thermischen Leistungen von circa 13,5 GW zur Verfügung.

7.3 Verteilnetze

Da die Grenzen zwischen Produzenten und Verbrauchern immer mehr verschwimmen, werden sogenannte Prosumer in Zukunft eine wesentliche Rolle spielen. Diese Prosumer interagieren am Energiemarkt einerseits mit zusätzlicher Produktion und andererseits mit Leistungsreduktion. Die Grundlage dafür sollen unter anderem 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 Regelenergiemarkt 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 Regelenergiekosten leisten.

7.4 Stilllegungen und Betriebsunterbrechungen

Das Kraftwerk Dürnrohr stellte am 2. August 2019 nach 33 Jahren Betrieb endgültig die Stromerzeugung aus Kohle ein. Nachdem bereits 2015 die Verbund Thermal Power GmbH den Betrieb ihres 405 MW Blocks einstellte, folgte diesen Sommer die EVN AG mit der Außerbetriebnahme des zweiten Blocks. Die Engpassleistung des thermischen, österreichischen Kraftwerkparks wird damit um 352 MW reduziert.

Seit Oktober 2019 gilt der Betrieb des verbleibenden Kraftwerkblocks Korneuburg (152MW) und des Blocks A (270MW) des Kraftwerks Theiss als unterbrochen. Sofern notwendig und technisch möglich, können diese Kapazitäten mit einer Vorlaufzeit von voraussichtlich 2 Jahren wieder in Betrieb genommen werden.

8 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, April 2021