

Entwicklung zukünftiger Lastkomponenten und deren mögliche Auswirkung auf die Lastdeckungssituation in Österreich am Beispiel des Wärmepumpenzuwachses bis 2030

Marlene Petz¹, Dennis Meier¹, Johannes Hierzer¹, Kurt Misak¹, Aurelien Bres²,
Johanna Spreitzhofer²

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, 050320 56186,
marlene.petz@apg.at, <https://www.apg.at/>

² Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien

Kurzfassung:

Die Beurteilung der Versorgungssicherheit innerhalb eines Landes stellt ein komplexes Aufgabengebiet dar. Folgend der Verordnung (EU) 943/2019 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt hat der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) die Aufgabe, in regelmäßigen Abständen sogenannte Lastdeckungsanalysen durchzuführen. Zur Erfüllung dieser Aufgabe werden ausreichend gute Inputdaten benötigt, welche von den einzelnen ÜNBs zur Verfügung gestellt werden. Nicht nur auf der Seite des Kraftwerksparks gibt es laufend Aktualisierungen entsprechend den nationalen Energie- und Klimaplänen, auch auf der Seite der Last ergeben sich in den kommenden Jahren spannende Entwicklungen. So etwa bedarf es einer Berücksichtigung zusätzlicher Lastkomponenten, wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen, Lastzunahme durch Datacenter, Batterien oder Elektrolyseure. Zur Abschätzung der Zunahmen dieser Komponenten hat die Austrian Power Grid AG (APG) gemeinsam mit dem Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) erste Analysen gestartet. Erste Ergebnisse hierfür sind für die Zunahme der Last durch Wärmepumpen bereits bekannt, weitere Ergebnisse für die Zunahme aus Elektromobilität sind bis Ende 2021 zu erwarten. Für eine erste Abschätzung der Einflüsse aus diesen beiden Komponenten wurde anhand eines vereinfachten Testmodells eine Beispielrechnung angestellt. Dieses Testmodell wurde für drei Länderknoten aufgestellt und baut auf der gesamten Modellierungsmethodik des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) auf. In diesem Paper wird ein Einblick in die existierenden operativen Prozesse zur Beurteilung der Lastdeckungssituation innerhalb Europas gegeben. Ebenfalls wird die Methodik des European Resource Adequacy Assessments kurz vorgestellt und ein Einblick in die Entwicklung der Eingangsdaten für diese Prozesse bis 2030 gegeben. Die Ergebnisse des Testmodells sollen einen ersten Eindruck des Einflusses zusätzlicher Lastkomponenten geben, dürfen allerdings nicht mit realen europaweiten Lastdeckungsergebnissen verglichen werden.

Keywords: Lastdeckung, Wärmepumpen, Elektromobilität, Batterien

1 Einleitung

Mit der Umsetzung klimapolitischer Ziele sind in Europa aktuell neben den Mitgliedstaaten viele weitere Interessensgruppen beschäftigt. Den Übertragungsnetzbetreibern kommt hierbei eine wesentliche Aufgabe zu, nämlich jene der Beurteilung der Versorgungssicherheit eines Landes im Rahmen von Lastdeckungsanalysen. Lastdeckungsanalysen, im europäischen Umfeld auch bekannt unter dem Namen Resource Adequacy Assessment, haben die Aufgabe den zukünftigen Kraftwerkspark der einzelnen Mitgliedsstaaten den jeweiligen Verbrauchsentwicklungen gegenüberzustellen. Hierbei fließt neben den Entwicklungszahlen der unterschiedlichen Kraftwerkstypen auch die Abhängigkeit der Erzeugung aus Erneuerbaren von klimatischen Bedingungen mit ein. Auf der Lastseite zeigen sich ebenfalls deutliche Entwicklungen, wie zum Beispiel die Durchdringung von Wärmepumpen zur Raumheizung, die Zunahme von Elektromobilität, sowie Heimspeicher in Kombination mit Photovoltaikanlagen in Einzelhaushalten oder sogar größeren Batterien, wie sie in manchen Ländern wie etwa England und Deutschland bereits eingesetzt werden. Diese Zusatzkomponenten der Last sind auch sehr stark von klimatischen Bedingungen abhängig. Wie diese Entwicklungen in Österreich aktuell aussehen, welche Analysen der österreichische Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Austrian Power Grid AG (APG) aktuell dazu anstellt und wie diese Komponenten bei der Modellierung berücksichtigt werden, wird in diesem Paper erläutert. Anhand eines vereinfachten trilateralen Modells soll gezeigt werden, wie sich die aktuellen Entwicklungszahlen zusätzlicher Lastkomponenten auf die Lastdeckungssituation auswirken.

2 Resource Adequacy – Lastdeckungsanalysen

2.1 Übersicht Resource Adequacy Prozesse in ENTSO-E

Lastdeckungsanalysen beschäftigen sich mit der Fragestellung, ob zu zukünftigen Zeitpunkten die prognostizierte Last innerhalb eines Landes durch vorhandene Kraftwerksleistung plus Importe gedeckt werden kann. Dabei ist es nicht mehr möglich, einzelne Länder isoliert zu betrachten, sondern es bedarf einer europaweiten Analyse. Für die Durchführung dieser Analysen für unterschiedlichste Zeithorizonte ist der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) zuständig. Die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber haben hierbei die Aufgabe der sorgfältigen Datenübermittlung nach bestem Wissensstand entsprechend nationalen Ausbauszenarien sowie die Möglichkeit bei den Analysen aktiv mit zu modellieren und Ergebnisse zu vergleichen. APG hat bei der Modellerstellung und -weiterentwicklung entsprechend den Vorgaben des Clean Energy Packages (CEP) eine wichtige Rolle im ENTSO-E Verbund eingenommen. Im Folgenden werden die bei ENTSO-E operativen Resource Adequacy Prozesse kurz vorgestellt. Die Methodik des European Resource Adequacy Assessments ist hierbei jene, welche auch in Zukunft als Vorbild für die kurzfristigeren Prozesse dienen soll.

2.1.1 European Resource Adequacy Assessment

Das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) ist ein jährlich ausgeführter Prozess, welcher entsprechend den Vorgaben aus dem CEP (Regulation 943/2019) [1] und der daraus

folgenden Methode für die Durchführung des ERAAs [2] zentral von ENTSO-E koordiniert wird. Jeder ÜNB hat dabei die Möglichkeit aktiv am Prozess mitzuwirken. Aktuell sind fünf verschiedene Simulationstools im Prozess vertreten. Die Hauptaufgabe des ERAAs ist eine jährliche Betrachtung der europäischen Lastdeckung auf Ebene jedes Mitgliedsstaates. Im finalen Stadium soll für die kommenden 10 Jahre in jährlicher Auflösung gerechnet werden, wobei pro Analysejahr eine Betrachtung mit und eine Betrachtung ohne die Berücksichtigung von geplanten oder bestehenden Kapazitätsmechanismen erfolgen soll. In der finalen Umsetzung soll der Prozess lastflussbasiert ausgeführt werden, einen wahrscheinlichkeitsbasierten Ansatz zur Berücksichtigung volatiler Einflussgrößen hinterlegt haben sowie eine wirtschaftliche Beurteilung der Wahrscheinlichkeit für die Abschaltung, vorübergehende Stilllegung und den Neubau von Erzeugungsanlagen durchführen [1]. Die geforderten Indikatoren zur Beurteilung der Lastdeckungssituation sind hierbei die „erwartete Energieunterdeckung“ (EENS – Expected Energy not Supplied [GWh/Jahr]) sowie die „Lastunterdeckungserwartung“ (LOLE – Loss of Load Expectation [h/Jahr]). Auf diese beiden Größen wird in Kapitel 2.2. noch näher eingegangen. Die Ergebnisse des ersten European Resource Adequacy Assessments sind im Herbst 2021 zu erwarten, zuvor war dieser Prozess und dessen Ergebnisse unter dem Namen Mid Term Adequacy Forecast (MAF) bekannt.

2.1.2 Seasonal Outlooks

Für die Beurteilung der Lastdeckungssituation innerhalb eines Jahres werden saisonale Analysen angestellt. Hierbei sind im operativen Gebrauch der Übertragungsnetzbetreiber die Definitionen des Summer und Winter Outlooks bekannt. Wurde dieser bis zum Jahr 2020 noch auf deterministischer Basis (Analyse von einer Stunde an einem Wochentag für die jeweils analysierte Periode) angestellt, so wird er seit Einführung des ERAAs auch auf probabilistischer (wahrscheinlichkeitsbasierter) Basis durchgeführt. Dieser probabilistische Ansatz dient der Berücksichtigung der Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energieformen sowie der Last, welche ebenfalls stark von klimatischen Bedingungen abhängt und wird mit Hilfe mehrerer hundert Monte Carlo Simulationen durchgeführt. Als Modellbasis wird jenes des ERAAs (früher MAF) aus dem aktuellen Jahr herangezogen und die entsprechenden Nichtverfügbarkeiten der einzelnen von den ÜNBs gemeldeten Kraftwerke für die jeweilige Saison hinterlegt.

2.1.3 Short Term Adequacy

Im Bereich der Kurzfristanalysen hat sich das Short Term Adequacy (STA) Assessment positioniert, welches nahe dem realen Echtzeitbetrieb in den operativen Warten betreut wird. Nichtverfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerksbetreiber, Prognosen der Erneuerbaren sowie Prognosen des Zuflusses der Wassererzeugung fließen automatisiert in den wöchentlichen Prozess mit ein, welcher in naher Zukunft rollierend für die kommenden sieben Tage ausgeführt wird [3].

2.2 Probabilistische Adequacy Berechnungen

Zur Berücksichtigung der klimatischen Abhängigkeit diverser Prozesseingangsgrößen wie Wind, Photovoltaik (PV), Wasserkraft sowie der Last, werden Monte Carlo Simulationen verwendet. Dabei dient als Basis eine Klimadatenbank (Pan European Climate Database – PECD), welche für die Jahre 1982 – 2016 Lastfaktoren für die Erzeugung aus Wind und PV

für jeden Länderknoten, sowie die entsprechenden Klimadaten (Temperatur, Windstärke, Niederschlag, etc.) für die Erzeugung der Lastzeitreihen zur Verfügung stellt.

Aufgabe der Modellierer ist es, die entsprechenden 35 Erzeugungs- und Lastzeitreihen zu generieren und dem Modell zur Konstruktion mehrerer hundert Monte Carlo Simulationen unter Annahme von ungeplanten Ausfällen für thermische Erzeugungseinheiten sowie Kuppelleitungen zwischen Länderknoten zu überlassen. Abbildung 1 zeigt die Zusammensetzung der einzelnen Monte Carlo Samples entsprechend den Eingangsgrößen (Zeitreihen) der Erzeugung aus Erneuerbaren, der Last sowie der thermischen Ausfälle.

Für jedes Monte Carlo Konstrukt (Monte Carlo Sample) wird eine Optimierung entsprechend dem Unit Commitment and Economic Dispatch (UCED) ausgeführt, und über alle Ergebnisse dieser mehreren hundert Simulationen wird statistisch nach den Indikatoren für Lastdeckungsanalysen Loss of Load Expectation (LOLE) und Expected Energy not Supplied (EENS) ausgewertet.

Wobei folgende Definition für LOLE und EENS gilt:

- LOLE [h/a] = Loss Of Load Expectation – Wert der über alle Monte-Carlo Simulationen gemittelten Dauer der Lastunterdeckung; angegeben in Stunden pro Jahr.
- EENS [GWh/a] = Expected Energy Not Supplied – Wert der über alle Monte-Carlo Simulationen gemittelten Energie, welche zur vollständigen Lastdeckung fehlt; angegeben in Megawattstunden pro Jahr.

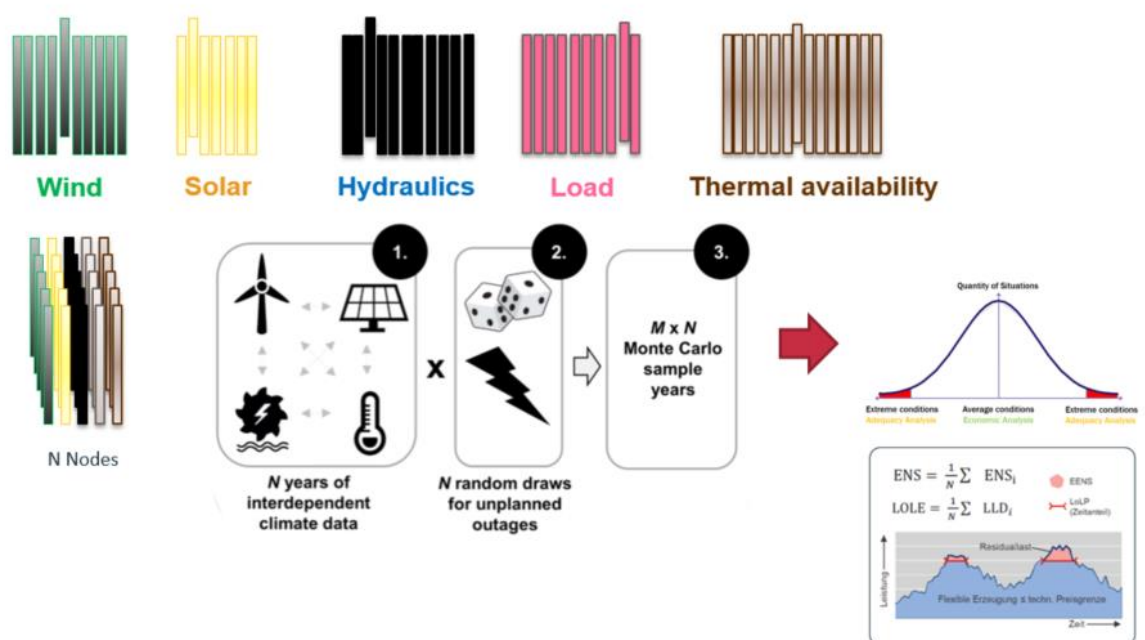


Abbildung 1 - stochastische Konstruktion hunderter Monte Carlo Simulationen

2.3 Entwicklung der Inputdaten

Als Haupteingangsgrößen für die oben erwähnten Prozesse dienen die vom ÜNB eingemeldeten Entwicklungen der Erzeugung aus thermischen, hydraulischen und erneuerbaren Einheiten entsprechend den nationalen Energie- und Klimaplänen. Hierbei spielt

für viele Länder der Ausstieg aus Atomenergie, der Ausstieg aus Kohle oder anderen thermischen Energiequellen eine bedeutende Rolle.

Die Abstimmung dieser Datenmeldungen ist ein mehrwöchiger Prozess, wobei auch bereits eine europaweite Datenbank (Pan European Market Modelling Database – PEMMDB) für die ÜNBs existiert und den Abstimmungs- und Datensammlungsprozess erleichtert.

2.3.1 Erzeugung aus Erneuerbaren

Für Österreich sowie auch für viele weitere europäische Länder spielt die Entwicklung der erneuerbaren Energieformen eine bedeutende Rolle. Hierzu wurden basierend auf Österreichs Ziel, für das Jahr 2030 Strom zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energieträgern zu erzeugen, Annahmen für den Zuwachs der Erzeugung aus Fotovoltaik und Wind getroffen [4]. Konkret bedeutet das eine installierte Leistung aus Wind von 9 GW und eine für PV von 12 GW. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung aus Wind und PV in Österreich sowie den Ausblick für 2030 unter der Annahme, Strom zu 100% aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen.

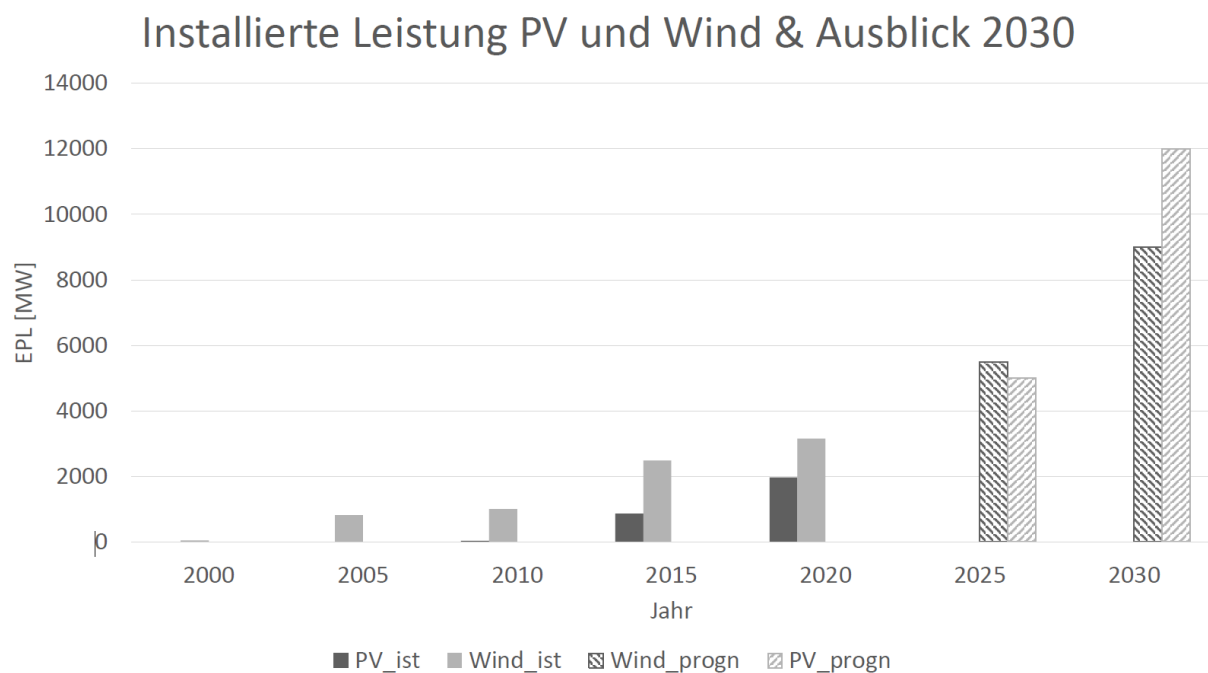


Abbildung 2 - installierte Leistung Wind und PV und Ausblick bis 2030

2.3.2 Last und deren zukünftige Zusatzkomponenten

Neben der Entwicklung auf der Erzeugungsseite spielen die Entwicklungen der zusätzlichen Lastkomponenten auf der Verbrauchsseite eine immer bedeutendere Rolle. So hat es sich APG zur Aufgabe gemacht für die einzelnen Komponenten wie Wärmepumpen (WP), Elektroautos (EV) und Batterien, Abschätzungen für die effektiven Zuwachszahlen bis 2030 sowie auch deren Lastverhalten in Form von Lastprofilen zu analysieren. Hierbei wurde eine Zusammenarbeit mit dem Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) gestartet, welche im aktuellen Jahr bereits Ergebnisse für den Wärmepumpenzuwachs lieferte und für Elektroautos bis Ende 2021 Zuwachszahlen und Profile zu erwarten sind. Weitere Zusatzkomponenten, welche sich etwa aus Datacenter, Batterien, oder Elektrolyseuren ergeben, sind für das Jahr 2022 geplant, wobei hier eine gesonderte Ausschreibung erfolgen wird. Auch das Verhalten

möglicher Lastverschiebepotenziale soll dabei berücksichtigt werden und gezielt im Modell eingesetzt werden. Ergebnisse hierzu werden im kommenden Jahr erwartet.

3 Wärmepumpenentwicklung in Österreich

Im Zuge der von AIT durchgeführten Analyse, wurde in einem ersten Schritt die allgemeine Entwicklung von Wärmepumpenzahlen getrennt nach Typ abgefragt. Hierzu wurden Daten basierend auf der Technologie-Roadmap für Wärmepumpen [5] als Basis genommen und um aktuelle Zahlen aus dem jährlichen Bericht aus Energie und Umweltforschung über innovative Energietechnologien in Österreich von Biermayr et al. [6] erweitert.

Bis zum Jahr 2030 wurden Analysen zu drei Szenarien angestellt, eine für eine niedrige Durchdringung („Nieder“), eine für eine mittlere Durchdringung („Mittel“) sowie eine für eine hohe Durchdringung („Hoch“) von Wärmepumpen. Abbildung 3 zeigt die Auswirkung dieser drei Szenarien bis zum Jahr 2030 mit Fokus auf die maximal zu erwartende Leistung bei einer Außentemperatur von -8°C . Für das Szenario „Hoch“ wäre mit einer Zusatzlast von 3500 MW im Jahr 2030 zu rechnen, im Szenario „Nieder“ mit beispielsweise knapp über 1500 MW.

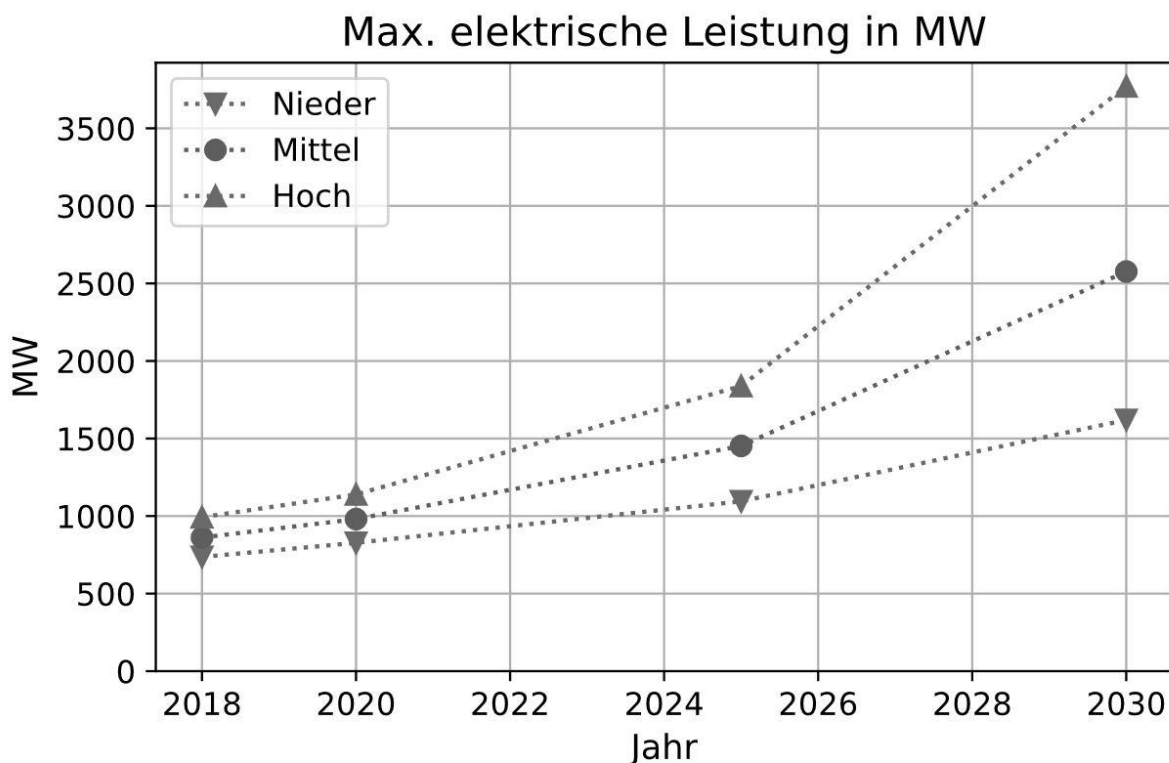


Abbildung 3 – Mess- und Prognosewerte der maximalen elektrischen Leistung in MW (inkl. Anteil elektrischer Zusatzheizungen bei -8°C)

Zu erwähnen ist hierbei, dass Wärmepumpen ab Außentemperaturen $< -5^{\circ}\text{C}$ elektrische Zusatzheizungen zuschalten und mit einer niedrigeren Leistungszahl arbeiten (als bei Norm-Bedingungen). Abbildung 3 beinhaltet bereits die Anteile dieser rein elektrischen Zusatzheizungen bei einer Außentemperatur von -8°C .

Dieses Zuschalten von Zusatzheizungen bei tiefen Temperaturen spielt bei Adequacy Analysen eine bedeutende Rolle. Ein Beispiel aus der Vergangenheit (drohende

Unterdeckungssituation im Jänner 2017) zeigt, dass aufgrund von ungünstiger thermischer Nichtverfügbarkeit, tiefen Temperaturen und damit einhergehend hoher Last in Frankreich durch Elektroheizungen sowie geringer Erzeugung aus Wasserkraft (trockene Bedingungen) die Lastdeckung in Frankreich und Belgien gefährdet war.

Wärmepumpen haben dadurch bei sehr tiefen Temperaturen einen enormen Anteil an der Gesamtlast, und es muss daher ein entsprechend gutes Modellierungsverhalten sichergestellt sein.

Mithilfe eines von AIT zur Verfügung gestellten Lastprofilgenerators werden aktuell neue Gesamtlastprofile erstellt, welche in einem ersten Schritt in einem Testmodell analysiert werden und in weiterer Folge für den kommenden ERAA-Prozess als Inputgrößen eingemeldet werden.

4 Beispiel Trilaterales Modell

Für methodologische Analysen und Analysen für die Auswirkung von Sensitivitäten von Inputdaten hat APG ein trilaterales Testmodell entwickelt, welches sich aus drei Netzknoten zusammensetzt. Dabei ist zu erwähnen, dass für dieses geografisch stark vereinfachte Modell die gesamte Methodologie des Mid Term Adequacy Forecasts (MAF) 2020 zur Anwendung kommt. Damit ist es möglich, in rechentechnisch verkürzter Zeit unterschiedlichste Sensitivitäten in Bezug auf Inputdaten und Methodenentwicklung zu berechnen.

In einem Modell für das Prognosejahr 2025 wurden stufenweise zu einem Basisszenario ohne Zusatzkomponenten die Komponenten von Wärmepumpen, und Elektroautos zuerst einzeln und abschließend aggregiert hinzugefügt.

Tabelle 1 – Szenario 2025 Basis Last und EVs und HPs als Zusatzkomponenten zur Basislastkurve

	Basislastkurve	Basis + EV	Basis + WP	Basis + WP + EV
LOLE [h/a]	9,59	10,71	35,62	79,11
EENS [GWh/a]	10,07	11,78	46,24	117,56

Tabelle 1 zeigt die Zunahme der Indikatoren LOLE und EENS für das Prognosejahr 2025, nach stufenweisem Hinzufügen der Zusatzkomponenten Elektroautos und Wärmepumpen. Es zeigt sich, dass die Inputdatenannahme aus dem MAF 2020 für Elektroautos keine drastische Auswirkung auf die Adequacy Indikatoren LOLE und EENS zeigt, Wärmepumpen allerdings bereits mehr als eine Verdreifachung in Bezug auf LOLE und eine knappe Verfünffachung in Bezug auf EENS zeigen. Die Kombination aus Wärmepumpen und Elektroautos, ergänzt zur Basislast, zeigt 8-fach so hohe LOLE und 12-fach so hohe EENS-Werte.

Zu erwähnen ist hierbei, dass es sich bei dem Modell um eine geografisch stark reduzierte Testumgebung handelt, welche keine realen Rückschlüsse auf tatsächliche Versorgungssicherheitssituationen zulässt. Es handelt sich rein um ein Testmodell zur Analyse von Variationen von Eingangsparametern.

Selbige Analyse wurde für das Jahr 2030 angestellt, wobei Tabelle 2 die Gegenüberstellung vom Basisszenario zu allen Zusatzkomponenten ergänzt zeigt.

Tabelle 2 - Szenario 2030 Basis Last und alle Zusatzkomponenten

	Basislastkurve	Basis + EV + WP + Datacenter
LOLE [h/a]	1,34	6,7
EENS [GWh/a]	1,64	9,7

Es zeigt sich in Bezug zu den Adequacy Indikatoren eine Verfünffachung der LOLE sowie eine 6-mal so hohe EENS.

Damit hat sich sehr deutlich herausgestellt, dass die Komponenten Wärmepumpen und in weiterer Folge auch die Elektromobilität Einfluss auf die Adequacy-Indikatoren nehmen. Dies kommt allerdings im gesamten europäischen Modell noch nicht so klar für Österreich zur Geltung, da im gesamteuropäischen Betrachtungsgebiet Österreich Adequacy Indikatoren identisch Null aufweist. Im vereinfachten Testmodell konnte allerdings durch verschiedene Sensitivitäten gezeigt werden, welchen Einfluss die Lastzusatzkomponenten Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge liefern.

5 Conclusio & Ausblick

Analysen wie sie im Kapitel 4 beschrieben wurden bestätigen, dass der Weg, welchen APG eingeschlagen hat, ein richtiger ist. In einem ersten Schritt wurden von AIT Entwicklungszahlen für Wärmepumpen abgeschätzt, welche durch den von AIT entwickelten Lastprofilgenerator in den kommenden Wochen von APG getestet und analysiert werden. Ebenso wird AIT die Entwicklungszahlen für Elektroautos abschätzen und diese ebenfalls mit einem eigens entwickelten Lastprofilgenerator für die Prognosejahre bis 2030 für APG erstellen.

Diese Lastkurven werden dann um jene für die Basislastentwicklung im Zuge des ERAA Prozesses ergänzt und in Testmodellen analysiert. Nach erfolgter Analyse werden diese neu generierten Zeitreihen für den ERAA 2022 Prozess herangezogen werden.

Darüber hinaus sollen auch weitere Analysen in Bezug auf die Entwicklung von Datacenter, Batterien (Heimspeicher oder Großprojekte) und Elektrolyseure angestellt werden. Die Abschätzung der Zuwachszahlen ist hierbei ein erster Schritt, die korrekte Implementierung im Modell ein weiterer.

APG ist Datenqualität ein hohes Anliegen. Daher sehen wir es als unsere Aufgabe bestmögliche Inputdaten für die europäische Prozesslandschaft zu liefern.

Literatur

[1] Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

[2] European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity“, Brussels, 2020

[3] Verordnung (EU) 2019/941 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

[4] Österreichisches Parlament, „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)“, Wien, 2021

[5] M. Hartl, P. Biermayr, A. Schneeberger und P. Schöfmann, „Österreichische Technologie-Roadmap für Wärmepumpen.“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Berichte aus Energie- und Umweltforschung., 2016

[6] P. Biermayr, C. Dißauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, B. Fürnsinn, M. Jaksch-Fliegenschnee, K. Leonhartsberger, S. Moidl, E. Prem, C. Schmidl, C. Strasser, W. Weiss, M. Wittmann, P. Wonisch und E. Wopienka, „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2019,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Wien, 2020.