



Stresstest sichere Stromversorgung Österreich Winter 22/23

Sonderanalyse
APG Oktober 2022

Zielsetzung

APG hat für den Winter 2022/23 (Oktober 2022 – März 2023) die Stromversorgungssicherheit in Österreich auf Basis verschiedener Einflussfaktoren und Kombinationsszenarien untersucht. Ziel ist die Überprüfung der bilanziellen Lastdeckung bzw. die Beantwortung der Frage, ob die Stromnachfrage im Betrachtungszeitraum jederzeit gedeckt werden kann. Lastunterdeckung tritt auf, wenn die Nachfrage weder durch inländische Erzeugung noch durch Import aus dem Ausland gedeckt werden kann.

Methodik

Es wurden verschiedene Einflussfaktoren definiert und ein NTC-basiertes Market Coupling (EU-weite Simulationen) getestet. Die Szenarien beinhalten Ausfälle bzw. Teilverfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken in verschiedenen Ländern, eine Verknappung der Energieträger Kohle & Gas in ganz Europa sowie eine Steigerung der Stromnachfrage. Des Weiteren wurde die derzeit von Polen angewandte Exportbeschränkung berücksichtigt. Die Simulation der Szenarien erfolgte in einem ersten Schritt sowohl einzeln als auch in Kombination mithilfe eines deterministischen Optimierungsmodells. Einige Szenarien wurden im Anschluss mithilfe eines probabilistischen Ansatzes weiter vertieft.

Ergebnis

Die Ergebnisse zeigen, dass es bei isoliert betrachteten Einflussfaktoren im kommenden Winter zu teilweisen Lastunterdeckungen in Österreich und Europa kommen kann. Bei gleichzeitigem Eintreten mehrerer kritischer Einflussfaktoren (Kombinationsszenarien) können die damit verbundenen Herausforderungen durchaus kritisch werden. Die Gefahr eines großflächigen Blackouts ist aus Sicht der APG nicht gegeben. Die modelhaft aufgezeigten Lastunterdeckungen empfehlen aber, in Bezug auf mögliche Energielenkungsmaßnahmen entsprechend vorbereitet zu sein.

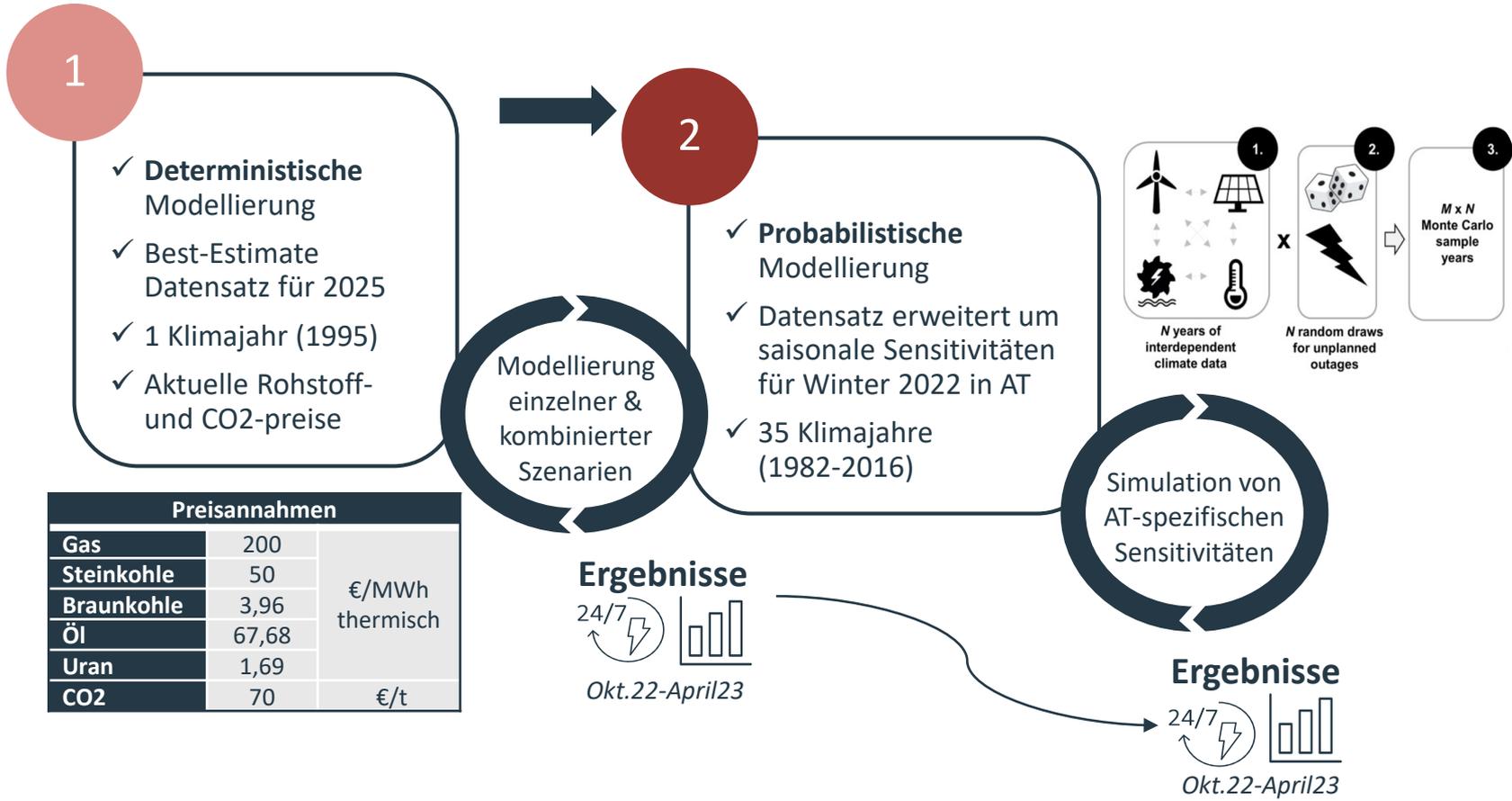
Beschreibung des Untersuchungsansatzes



In Vorbereitung auf den kommenden Winter hat der österreichische Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG (APG) Lastdeckungsanalysen zur Beurteilung der Versorgungssicherheitssituation durchgeführt. Zentraler Ansatz der vorliegenden Analyse ist es, über Strommarktsimulationen unter klar definierten Szenario-Annahmen **die Deckung der Last zu jedem Zeitpunkt ermitteln**. Es wurde dazu auf bereits im europäischen Umfeld existierende Modelle zurückgegriffen. Neben grundlegenden Szenario-Annahmen wie dem prognostizierten Kraftwerkspark jedes europäischen Mitgliedsstaates, den hinterlegten Netzdaten und Rohstoffpreisen wurden aktuelle Meldungen der europäischen Staaten über Kraftwerks- bzw. Energieträgerverfügbarkeit direkt berücksichtigt.

Da bestimmte Eingangsparameter wie Wetter und Ausfallsituationen nicht einfach abschätzbar sind, müssen geeignete Untersuchungsansätze gewählt werden. Um eine möglichst große Bandbreite an Wahrscheinlichkeiten zu allen möglichen Zukunftsszenarien abdecken zu können und robustere Ergebnisse zu liefern, werden daher probabilistische Modelle verwendet. Ein wesentlicher Nachteil probabilistischer Vorhersagen sind lange Rechenzeiten. Um in effizienter Weise grobe Wirkungsweisen ableiten zu können, wurde deshalb ein **zweistufiger Prozess** gewählt. Mittels eines **deterministischen NTC-Market Coupling Modells**, welches auf Basis eines einzelnen Klimajahres aufgesetzt ist und keine ungeplanten Ausfälle von thermischen Kraftwerken oder Kuppelleitungen berücksichtigt, wurden zuerst Einzelsensitivitäten und Kombinationen von Sensitivitäten überprüft. Basierend auf diesen Ergebnissen wurde eine Auswahl an Szenarien getroffen, die in einer zweiten Untersuchungsphase mit einer breiten Zahl von verschiedenen Kombinationen von Eingangsparametern simuliert wurden. Diese zweite, **probabilistische Analyse** baut auf der Methodik europäischer Analysen (Seasonal Outlooks und European Resource Adequacy Assessment - ERAA) auf. Konkret wurde für die Durchführung ein Modell des ERAA Reports 2021 mit dem Zieljahr 2025 insofern adaptiert, als der Betrachtungszeitraum auf die Periode Oktober 2022 bis März 2023 gelegt und damit dem Modell des Winter Outlooks angenähert wurde. Das Zufallssampling der Eingangsparameter (Wetter, Ausfälle) wurde über einen Monte-Carlo-Ansatz bestimmt.

Methodisches Vorgehen



1 Grundannahmen des Stresstests

Übersicht Analyseumfang und Annahmen der Einzelfaktoren für Europa und Österreich

Reduzierte Kraftwerksleistung



Maximal verfügbare Leistung der Kernkraftwerke in **Frankreich** aufgrund von Revisionen (statt ~61 GW)

- 40 GW
- 45 GW

Reduktion der Leistung der Kernkraftwerke in **Finnland** um 1,6 GW aufgrund verspäteter Inbetriebnahmen von AKW Olkiluoto

Reduktion der Leistung der Steinkohlekraftwerke in **Deutschland** aufgrund der Niedrigwassersituation

- 2 GW
- 3 GW
- 3,75 GW

Laststeigerung



Steigerung der elektrischen Last in **Europa** aufgrund des Umstiegs von Gas auf Elektrizität (z.B. Heizung, Industrie...)

- + 5%
- + 10%

Exportlimit



Weiterhin keine Stromexporte aus **Polen** (=Status-quo, in allen Szenarien aktiv)

Verknappung Kohle & Gas



Limitierung der Kohleproduktion Polen/kein Export

- Niedriger 8,3 TWh

Limitierung der benötigten Gasmengen in Europa auf Länderebene

- 80%
- 60%
- 40%
- 20%

Fragestellung: Gibt es unter diesen Annahmen für den kommenden Winter ein Risiko der Lastunterdeckung für Österreich und Europa?

Lastunterdeckung nach Einzelfaktoren

Ergebnisse deterministische Modellierung für Österreich und Europa*

Reduzierte
Kraftwerksleistung



FR



DE



FI

→ Reduzierte Kraftwerksleistung in Frankreich, Finnland und Deutschland führen auch in Kombination zu keiner Lastunterdeckung in Österreich oder Europa

Laststeigerung



+5%

+10%

→ Laststeigerungen in Europa um durchschnittlich 5% und 10% führen isoliert betrachtet nicht zu Lastunterdeckungen in Österreich und Europa

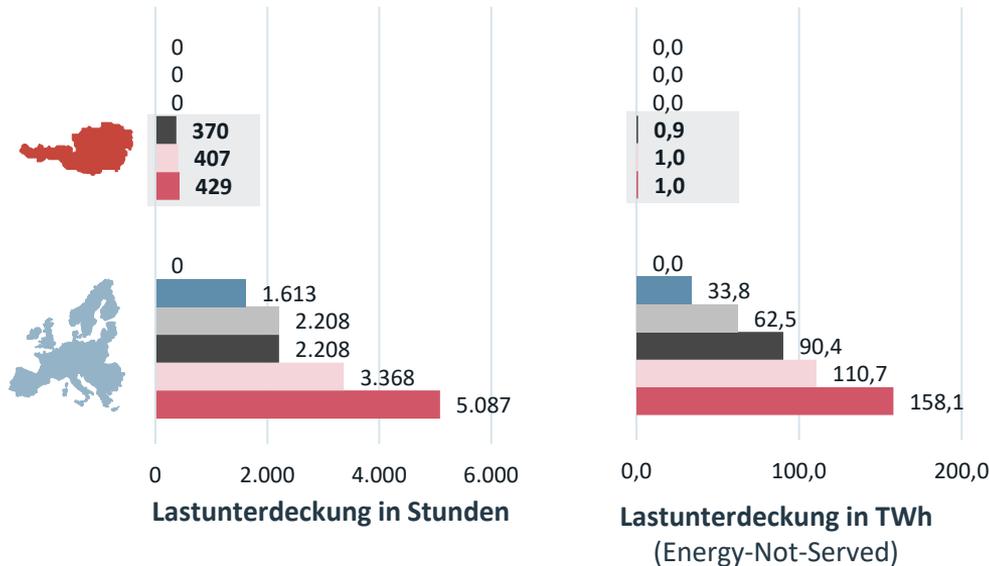
Lastunterdeckung nach Einflussfaktoren

Ergebnisse deterministische Modellierung für Österreich und Europa*

Gleichzeitige Verknappung von Kohle & Gas



■ GAS 100% ■ GAS 80% ■ GAS 60% ■ GAS 40% ■ GAS 20% ■ GAS 0%



→ Ab einer Reduktion der verfügbaren europäischen Gasmengen auf 60% tritt in Kombination mit limitierter Kohlestromproduktion in Polen eine Lastunterdeckung in Österreich auf (in Europa bereits ab einer Reduktion der verfügbaren Gasmengen auf 80%)

Lastunterdeckung kombinierte Szenarien

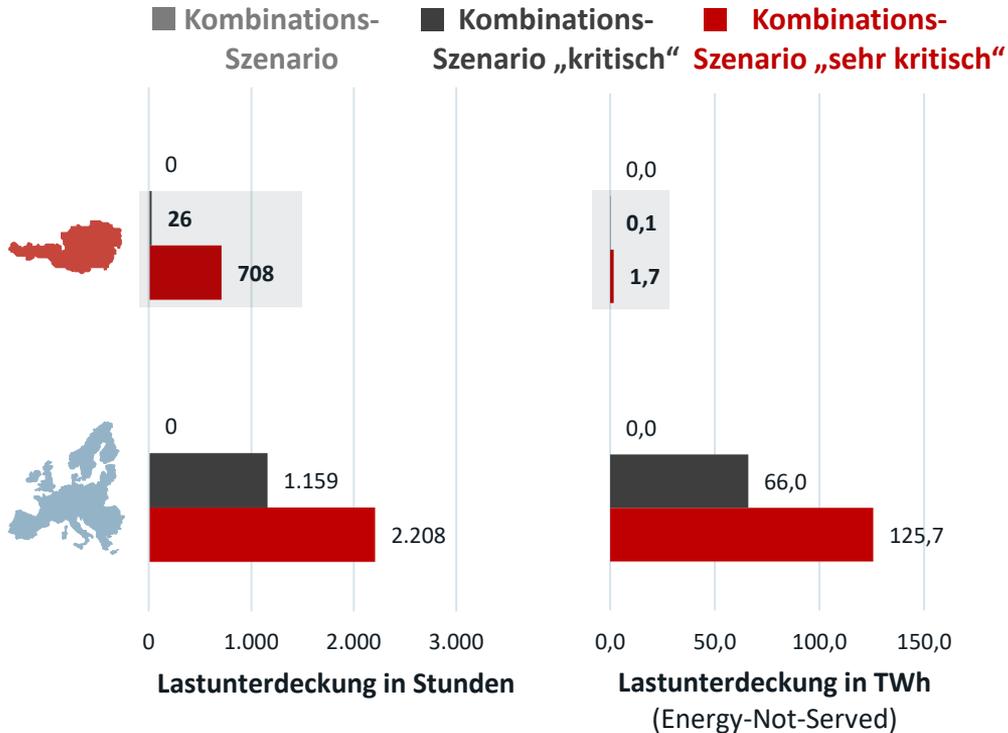
Ergebnisse deterministische Modellierung für Österreich und Europa

	 Reduzierte Kraftwerksleistung			 Last	 Verknappung		 Export-limit	Energy-Not-Served			
	AKW FI	AKW FR	Kohle DE	Laststeigerung	Kohlelimit Polen	Limitierung Gas	Polen	Stunden	Menge [TWh]	Stunden	Menge [TWh]
											
Kombinations-Szenario	-1,6 GW	45 GW	keine	keine	aktiv	keine	aktiv	0	0	0	0
Kombinations-Szenario „kritisch“	-1,6 GW	45 GW	-2 GW	+5%	aktiv	80%	aktiv	1159	65,96	26	0,07
Kombinations-Szenario „sehr kritisch“	-1,6 GW	40 GW	-3 GW	+5%	aktiv	60%	aktiv	2208	125,70	708	1,69

- Keine Lastunterdeckung in AT trotz Kohlelimit in Polen und reduzierter nuklearer Kraftwerksleistung in Frankreich und Finnland.
- Geringe Lastunterdeckung in AT erst bei zusätzlicher Gaslimitierung und Laststeigerung.
- Lastunterdeckung steigt mit weiterer Gaslimitierung und Reduktion der Kraftwerksleistung.

Lastunterdeckung kombinierte Szenarien

Ergebnisse deterministische Modellierung für Österreich und Europa



	Kombinations-Szenario	Kombinations-Szenario „kritisch“	Kombinations-Szenario „sehr kritisch“
FR	max. 45 GW	max. 45 GW	max. 40 GW
DE	—	-2 GW	-3 GW
	Referenzlast	Last +5%	Last +5%
	kein Gaslimit	Gaslimit 80%	Gaslimit 60%

Szenario-übergreifende Annahmen


 -1,6 GW


 kein Export


 Kohlelimit

2 Probabilistische Untersuchung von kombinierten Szenarien



Ergebnisse probabilistische Modellierung der 3 Szenarien mit erweitertem Datensatz, um saisonale Sensitivitäten für Winter 2022 für Österreich besser abzuschätzen.



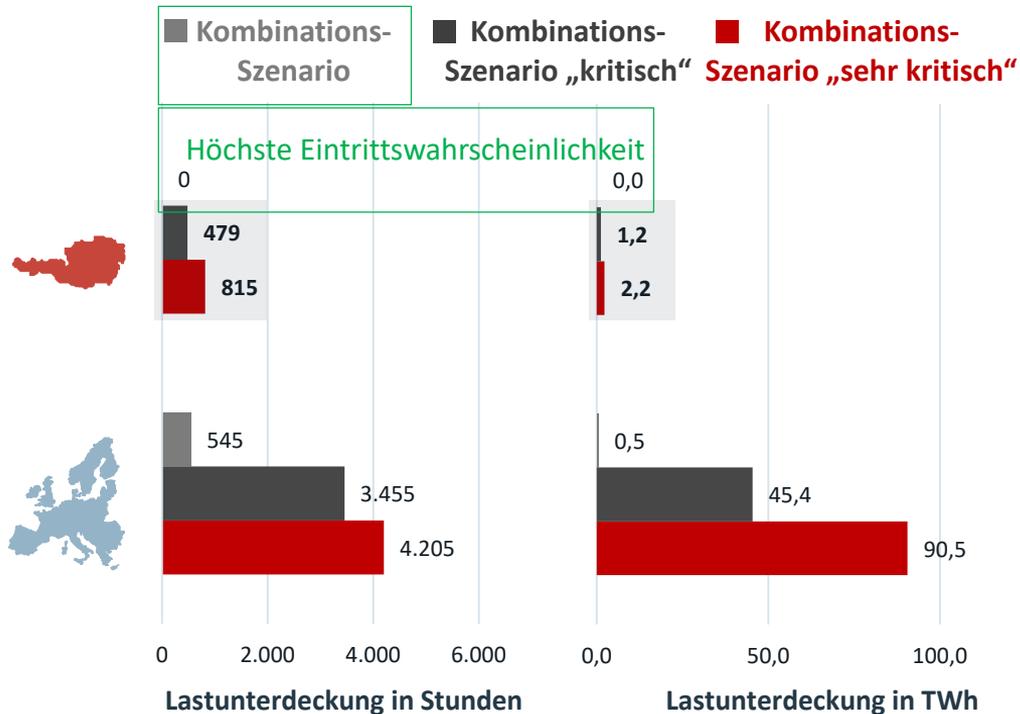
- Durchführung Monte Carlo Simulation
- 35 Klimajahre mit Einfluss auf Wind, Solar, Wasserkraft und Verbrauch
- 10 zufällige Ausfallmuster für thermische Kraftwerke und Kuppelleitungen
- Insgesamt $35 \times 10 = 350$ Monte Carlo Simulationen

	Reduzierte Kraftwerksleistung			Last	Verknappung	Export-limit	Expected Energy-Not-Served				
	AKW FI	AKW FR*	Kohle DE	Laststeigerung	Kohlelimit Polen	Limitierung Gas	Polen	Stunden	Menge [TWh]	Stunden	Menge [TWh]
Kombinations-Szenario	-1,6 GW	Ø 40 GW	keine	keine	aktiv	keine	aktiv	545	0,46	0	0
Kombinations-Szenario „kritisch“	-1,6 GW	Ø 40 GW	-2 GW	+5%	aktiv	80%	aktiv	3455	45,39	479	1,18
Kombinations-Szenario „sehr kritisch“	-1,6 GW	Ø 40 GW	-3 GW	+5%	aktiv	60%	aktiv	4205	90,54	815	2,25

*basierend auf dem Profil des aktuellen ENTSO-E Winter Outlook Reports 2022/2023

Lastunterdeckung kombinierte Szenarien

Probabilistische Modellierung der Szenarien 1-3



	Kombinations-Szenario	Kombinations-Szenario „kritisch“	Kombinations-Szenario „sehr kritisch“
DE	—	-2 GW	-3 GW
	Referenzlast	Last +5%	Last +5%
	kein Gaslimit	Gaslimit 80%	Gaslimit 60%

Szenario-übergreifende Annahmen



Ø 40 GW*



-1,6 GW

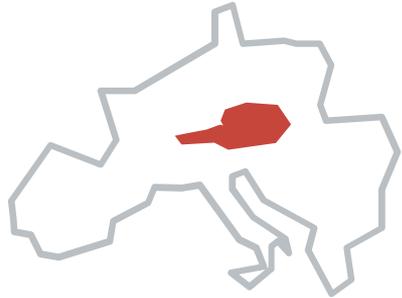


kein Export



Kohlelimit

Schlussfolgerungen für Österreich



- Insgesamt ist die energiewirtschaftliche **Situation** für den kommenden Winter daher aus Sicht der APG zwar herausfordernd, aber **aufgrund der bereits getroffenen Präventivmaßnahmen (u.a. Gasspeicher, Netzreserve)** beherrschbar.
- **Im Kombinierten Szenario** zeigen sich in den Simulationen **keine unmittelbaren Auswirkungen** auf Österreich (**sehr hohe Eintrittswahrscheinlichkeit**).
- Im Kombinierten Szenario „kritisch“ bzw. im Kombinierten Szenario „sehr kritisch“ zeigen sich in den Simulationen auch für Österreich Einschränkungen (geringere/ sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit). Mittels geeigneter Monitoring und präventiver Maßnahmen kann eine Energiemangellage jedoch bestmöglich verhindert bzw. kontrolliert werden.
- Aktuell und in Zusammenhang mit den Szenarien sehen wir **kein erhöhtes Blackoutrisiko**.
- Bei **gleichzeitigem Eintreten mehrerer kritischer Ereignisse bzw. unerwarteter neuer Rahmenbedingungen** können **größere Herausforderungen** erwartet werden, welche entsprechende gesetzliche (**Energielenkungs-**) **Maßnahmen notwendig machen**.
- **Mittel und langfristig ist der sorgsame Umgang mit Strom bzw. Energie aus ökonomischen, ökologischen und Versorgungssicherheits-Gründen Gebot der Stunde.**

Annex: Beschreibung des Untersuchungsansatzes im Detail

Annahmen für den deterministischen Ansatz



Da der deterministische Ansatz lediglich für die Einengung des Szenario-raumes herangezogen wurde, wurde hier ein vorhandener und breit abgestimmter Eingangsdatensatz für das Zieljahr 2025 verwendet. Sowohl die Kraftwerkskapazitäten als auch der Netzausbauzustand für den Zielzeitraum wurden aus APG-internen Studien wiederverwendet. Das Simulationsgebiet umfasst den gesamten europäischen Kontinent. Randeinspeisungen im Mittelmeerraum wurden berücksichtigt. Die Netzkapazitäten wurden als NTC-Restriktion für das Market Coupling abgebildet. Erzeugungszeitreihen der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Erneuerbaren wurden auf Basis der relevanten Wetterdaten (Wind, Solar, Wasser) des historischen Wetterjahres 1995 ermittelt. Ebenso wurden hydrologische Daten aus dem Jahr 1995 für Informationen zum Wasserspeicherstand herangezogen. Das Market Coupling wurde als lineares Optimierungsmodell aufgestellt (Anfahrtsverhalten sowie minimale Stillstands und Betriebszeiten wurden nur vereinfacht nachgebildet). Sofern Daten von einzelnen Ländern vorhanden waren, wurde explizites Demand-Side Management in Betracht gezogen. Dabei können gewisse Lastmengen zu bestimmten Preisen über bestimmte Zeiträume verschoben werden. Must-Run Zeitserien für die Abbildung von Fernwärme/KWK wurden (sofern es die Datenlage einzelner Länder zuließ) ebenfalls berücksichtigt.

Um die generellen Aussagen der Untersuchungsstufe zu untermauern wurde ein erfolgreiches Backtesting des Modells durchgeführt. Bei einem Backtesting werden historische Jahre nachsimuliert und die realistische Wirkungsweise der Modells geprüft. Darüber hinaus konnten die Aussagen über ein zweites deterministisches Modell „gebenmarkt“ werden, welches für das Basisszenario mit den gleichen Inputparametern ausgestattet wurde. Klarerweise können Modelle das reale Verhalten des Strommarkts nur zu einer gewissen Genauigkeit abstrahieren. Rahmenbedingungen wie optimaler Wettbewerb und perfekte Voraussicht sind generelle Einschränkungen deterministischer, fundamentaler Strommarktmodelle.

Infolge der beschriebenen Sachverhalte ist es wichtig, die Ergebnisse aus der ersten Untersuchungsstufe als Erstabschätzung zu verstehen, welche als Abschätzung für eine geeignete Szenarienauswahl für die zweite Analysestufe dienen.

Annahmen für den probabilistischen Ansatz



Die im ersten Schritt identifizierten Szenarien wurden in ein bereits im europäischen Umfeld existierendes Modell zur Beurteilung der Lastdeckungssituation mit Fokus auf das Zieljahr 2025 eingepflegt. Zur Betrachtung des spezifischen Zeitraums Oktober bis März wurde das existierende Modell insofern adaptiert, um speziell dem Winterzeitraum erhöhte Aufmerksamkeit zu gewähren. Annahmen, welche zum Zeitpunkt der Modellerstellung aus europäischem Umfeld bereits bekannt waren (Reduktion der Kraftwerksverfügbarkeiten, Exportbeschränkung Polens sowie mögliche Laststeigerung) wurden entsprechend der Szenariendefinition eingebaut sowie der Kraftwerkspark und die Lastzeitreihen für Österreich entsprechend der Wintersaison 2022/23 adaptiert.

Zur Berücksichtigung klimatischer Einflussgrößen auf volatile Erzeugungsstrukturen und temperaturabhängige Last, wurden 35 historische Klimajahre verwendet (1982 – 2016). Durch eine Kombination von ungeplanten Ausfällen thermischer Erzeugungseinheiten und Kuppelleitungen wurden 350 Monte Carlo Simulationen aufgestellt, welche im Anschluss durch statistische Auswertungsmethoden Lastdeckungsindikatoren liefern. Basis für eine Monte Carlo Simulation bildet ebenfalls - wie bei der deterministischen Betrachtung bereits beschrieben - ein NTC Market Coupling Modell, welches einem Optimierungsprinzip folgt, das für den Gesamtmarkt minimalste Unterdeckungsstunden bei minimalen Kosten definiert (Unit Commitment and Economic Dispatch model). Die für probabilistische Lastdeckungsanalysen bekannten Indikatoren *Loss of Load Expectation (LOLE) [h]* und *Expected Energy not Served (EENS) [TWh]* wurden für den Gesamtmarkt Europa (EU Mitglieder + ENTSO-E Perimeter außerhalb EU) sowie für Österreich für den Zeitraum Oktober bis März ausgewertet.

Diese Ergebnisse dienen dazu, eine Einschätzung zu bekommen, ab welcher Kombination von Szenarien für Österreich ein Lastdeckungsproblem zu erwarten sein könnte. Die Ergebnisse dieser Simulation empfehlen ebenfalls, im aktuellen Winter Outlook Report 2022/23 eine Kombination von Szenarien zu berücksichtigen, da in realen Stresssituation meist eine Kombination mehrerer Ereignisse zu herausfordernden Situationen führen kann.