



Systemanalyse zur Bestimmung des Netzreservebedarfs in Österreich

Austrian Power Grid AG

15.02.2023

Agenda



- Motivation und zentrale Fragestellung
- Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse
- Schlussfolgerung

Ansprechpersonen bei APG



Thomas
Rump



Verena
Schamböck



Vaska
Dimitrova-Juric

Motivation und zentrale Fragestellung



Sichere Stromversorgung als zentraler Auftrag von APG

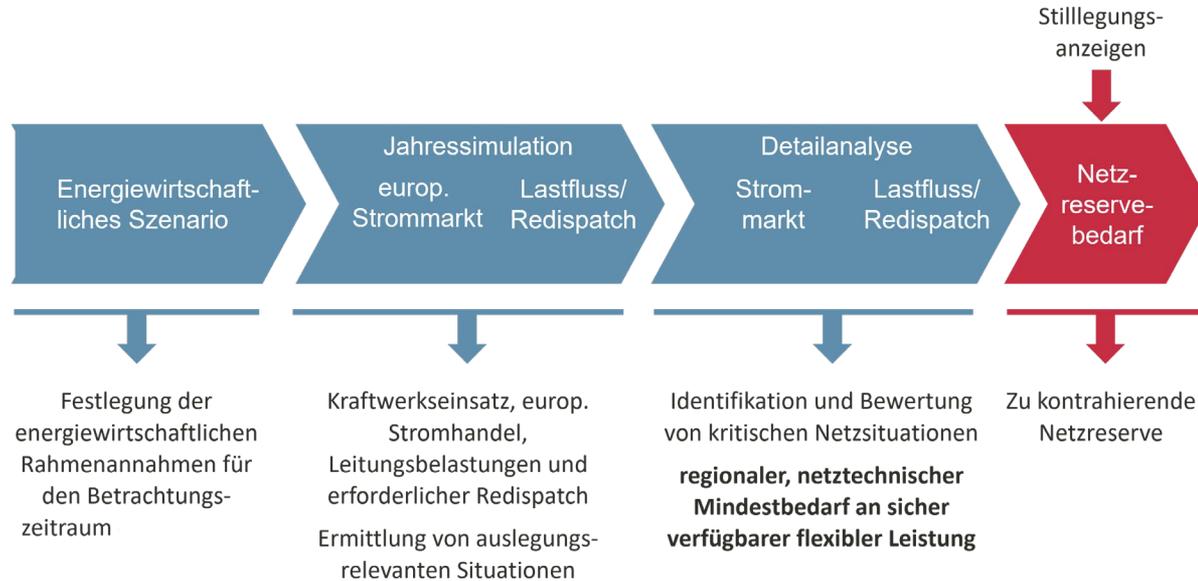
- Engpässe auf Netzelementen in AT durch lokale und überregionale Lastflüsse, z.B. Transite durch das Netzgebiet von AT hindurch
- Redispatch von flexiblen Anlagen als wesentliche Maßnahme zur Engpassbehebung
- im Westen von AT flexible Einheiten durch Wasserkraft, in der Mitte und im Osten flexible Einheiten durch thermische Kraftwerke

- Betreiber konventioneller Kraftwerke können je nach Beurteilung des Marktumfelds zur Entscheidung gelangen Kraftwerke stillzulegen (temporär, saisonal, endgültig)
- Werden viele Kraftwerke stillgelegt, genügt das verbleibende Redispatchpotential unter Umständen in bestimmten Situationen nicht, um alle Engpässe zu beheben

→ Netzreservemechanismus in Österreich (ab 10/2021)

- Netzreserve als gesetzlicher Auftrag der APG gemäß ElWOG 2010 §23a
 - im Rahmen der Systemanalyse durch Simulationen zukünftige Netzengpässe bestimmen und einen allfälligen Bedarf an sicher verfügbarem flexiblen Redispatchpotential (Netzreservebedarf) in AT ableiten
 - in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde
- Netzreservebedarf bildet die Grundlage für die Ausschreibung des erforderlichen Redispatchpotentials im Rahmen der Netzreservebeschaffung

Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse



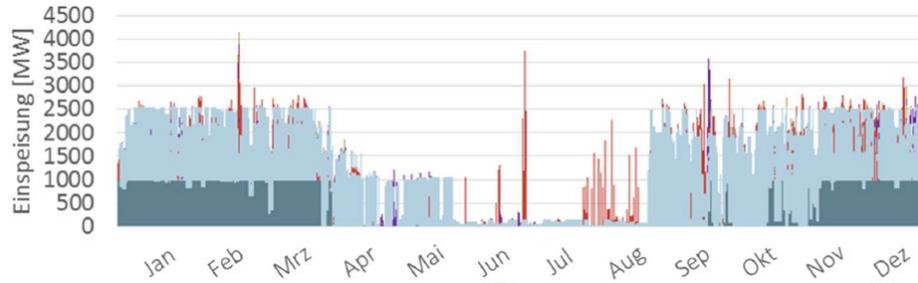
- Berechnung durch externes Konsortium (Consentec, FGH und IAEW RWTH Aachen)
- Jährlicher Prozess mit 2 jährigem Betrachtungshorizont, z.B. Systemanalyse 2021 mit Betrachtungszeitraum Q4/2022 bis Q3/2024
- Verpflichtende Stilllegungsanzeigen für Erzeugungsanlagen > 20MW

Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse

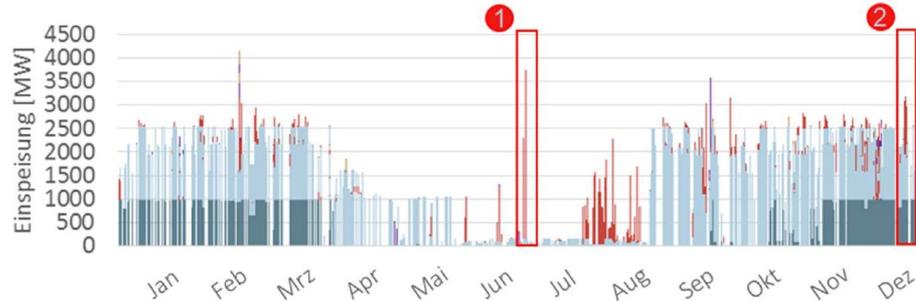


Jahressimulation Redispatchoptimierung

- Markt- und Redispatcheinsatz in AT in stündlicher Auflösung



→ hoher Markteinsatz im Winterhalbjahr, nahezu kein Einsatz im Juni, Juli und August
→ Situationen mit hohem Bedarf an flexibler Leistung (Markt + Redispatch) im Februar, Juni und September



→ Filterung nach Situationen, in denen flexible Einheiten im Osten von AT erforderlich sind
→ Identifikation der Situation mit dem höchsten Bedarf an flexibler Leistung jeweils für Winter und Sommer



Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse

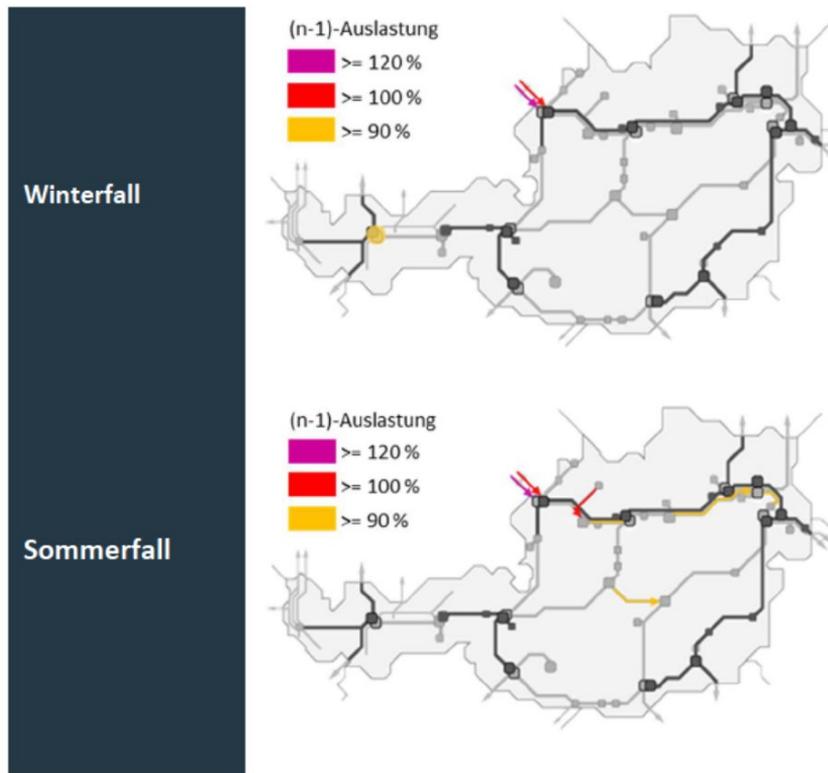


Winterfall

- Allgemeine Marktsituation: hoher Import nach AT, Nettoexport von Ländern westlich von AT und Nettoimport von östlich gelegenen Ländern
- Netzsituation: Engpass auf Leitungen von St. Peter nach DE
- Positiver thermischer Redispatch in der Mitte und im Osten von AT

Sommerfall

- Allgemeine Marktsituation: Import nach AT, überregionaler Lastfluss von West nach Süd-Ost
- Netzsituation: Engpass bzw. hohe Auslastung auf Leitungen von St. Peter nach DE sowie 220kV-Donauschiene
- Hoher positiver thermischer Redispatch im Osten von AT



Ergebnis: vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für Sommer und Winter 7

Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse



vorläufiger Mindestbedarf
an sicher verfügbarer
flexibler Leistung



endgültiger Mindestbedarf
an sicher verfügbarer
flexibler Leistung

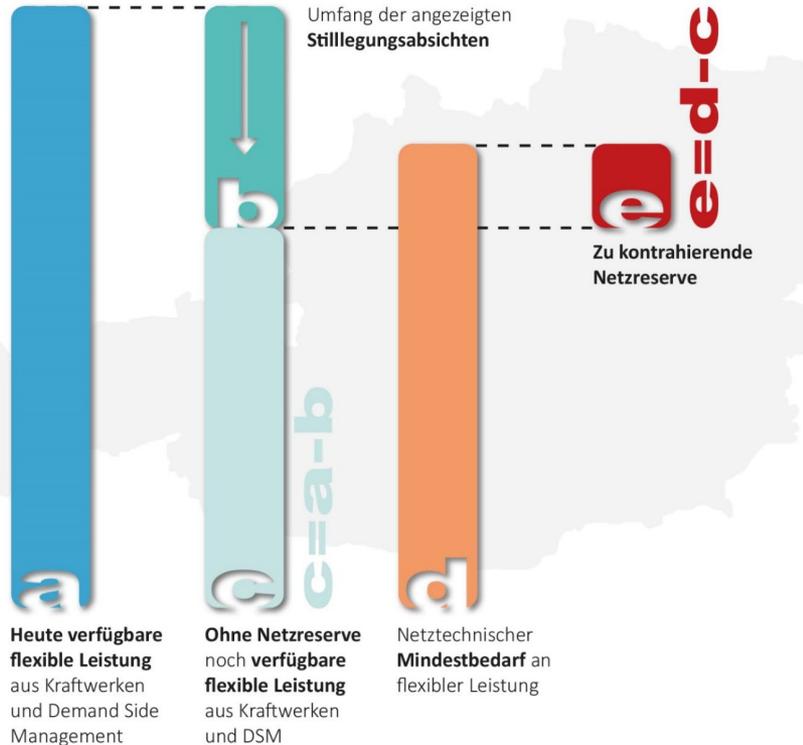
- Detailanalysen +
- Allfällige bedarfssenkende und –erhöhende situationsspezifische Annahmen +
- Berücksichtigung von Außentemperaturcharakteristika und Nichtverfügbarkeiten von flexiblen Anlagen

Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse



Prinzipdarstellung

Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs



Die tatsächlich, durch entsprechende Verträge abzusichernde, Netzreserve ergibt sich aus der Differenz zwischen dem ermittelten Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung und der abzüglich der Stilllegungsanzeigen noch im Markt verfügbaren flexiblen Leistung.

[MW]	Winter 2022/23	Sommer 2023
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	3.595	3.990
Leistung der Stilllegungsanzeigen ⁴	1.255	3.565
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen	2.900	590
Netzreservebedarf	695	3.400

Schlussfolgerung



- Redispatch als letztes Mittel zur Sicherstellung des sicheren Netzbetriebs in AT
- Netzreservemechanismus in den vergangenen Jahren wichtiges Instrument zur Sicherung eines ausreichenden Redispatchpotential
- Netzreserve wurde von der Europäischen Kommission bis Ende 2025 als temporäre Maßnahme für den sicheren Netzbetrieb genehmigt.
- Beschleunigter Netzausbau als effizientestes Mittel, um Redispatchbedarf zu vermindern

Vielen Dank!