

**Systemanalyse der Austrian Power Grid AG
zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs
im Zeitraum Q4.2021 - Q3.2023**



Erstellt von Austrian Power Grid AG (APG) am 26.02.2021

Auf Basis der Untersuchungen und Simulationen von:

Consentec

Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0
E-Mail: info@consentec.de
<http://www.consentec.de>

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen University

Schinkelstraße 6
52066 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 809 7653
E-Mail: info@iaew.rwth-aachen.de

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V.

Voltastr. 19-21
68199 Mannheim
Deutschland
Tel. +49 (621) 976807-10
E-Mail: fgf@fgh-ma.de
<http://www.fgh-ma.de>

FGH GmbH

Voltastr. 19-21
68199 Mannheim
Deutschland
Tel. +49 (621) 976807-10
E-Mail: info@fgh-ma.de
<http://www.fgh-ma.de>

Zusammenfassung

Hintergrund, Ziel und Ergebnis der Analysen

Sicher durch die Transformation des Energiesystems

Dekarbonisierung, Digitalisierung, Dezentralisierung und Demokratisierung sind die wesentlichen Treiber der Veränderung des Stromsystems. Um diese Herausforderungen zu meistern, und gleichzeitig die sichere Stromversorgung nachhaltig gewährleisten zu können, ist es notwendig das Stromsystem ganzheitlich zu entwickeln und leistungsfähig zu machen. Bis 2030 soll gemäß den klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der Österreichischen Bundesregierung 100% des Stroms aus Erneuerbaren Energien kommen. Gerade innerhalb des aktuell stattfindenden Transformationsprozesses sind besondere Maßnahmen (u.a. Redispatch, Flexibilisierung) notwendig, um die sichere Stromversorgung als Grundlage für den Wirtschafts- und Lebensstandort Österreich zu gewährleisten. In der vorliegenden Systemanalyse steht das Instrument des Redispatch im Fokus.

APG sichert Stromversorgung Österreichs

Die Austrian Power Grid AG (APG) ist Österreichs Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Regelleitungsleiter. Sie trägt die Verantwortung für die sichere Stromversorgung Österreichs. Teil dieses gesellschaftlichen Auftrages ist die Ermittlung von potenziellen Netzengpässen und die Durchführung von Maßnahmen zu deren Beseitigung bzw. Vermeidung, um die sichere Stromversorgung für Industrie, Wirtschaft und Gesellschaft nachhaltig zu gewährleisten.

Redispatch als wesentlicher Baustein zur sicheren Stromversorgung während der Transformation

Um dies zu gewährleisten setzt APG neben der effizientesten Maßnahme des Netzausbaus auch notwendige kurzfristige Maßnahmen – hier vor allem Redispatch – um. Unter Redispatch ist die Anpassung der Einspeisung (Erhöhung oder Absenkung) von Kraftwerken sowie die Nutzung von Flexibilitäten bei Stromverbrauchern durch Erhöhung oder Absenkung des Strombezugs auf Anweisung des ÜNB gemeint. Damit können nicht n-1 sichere Zustände, sogenannte Engpässe, vermieden und das Übertragungsnetz somit sicher betrieben werden. Die Durchführung von Redispatch setzt voraus, dass einerseits Engpässe prognostiziert werden und andererseits eine ausreichende Menge an wirksamer flexibler Kraftwerks- oder Stromverbrauchsleistung sicher verfügbar ist.

Stilllegung von Kraftwerken als Risiko

Immer mehr Betreiber thermischer Kraftwerke beabsichtigen ihre Anlagen temporär oder endgültig stillzulegen, womit diese auch für notwendige Redispatch-Maßnahmen nicht mehr zur Verfügung stünden. Aufgrund dieser Tatsache muss APG gemäß § 23b Abs. 2 ElWOG 2010 mit Anbietern flexibler Kapazitäten (Kraftwerke, flexible Verbraucher, Aggregatoren) vertragliche Vereinbarungen abschließen, die sicherstellen, dass diese bei drohenden Netzüberlastungen zuverlässig als Redispatch-Maßnahme zur Verfügung stehen, um die sichere Stromversorgung Österreichs aufrecht zu erhalten.

Die Systemanalyse als gesetzlicher Auftrag der APG

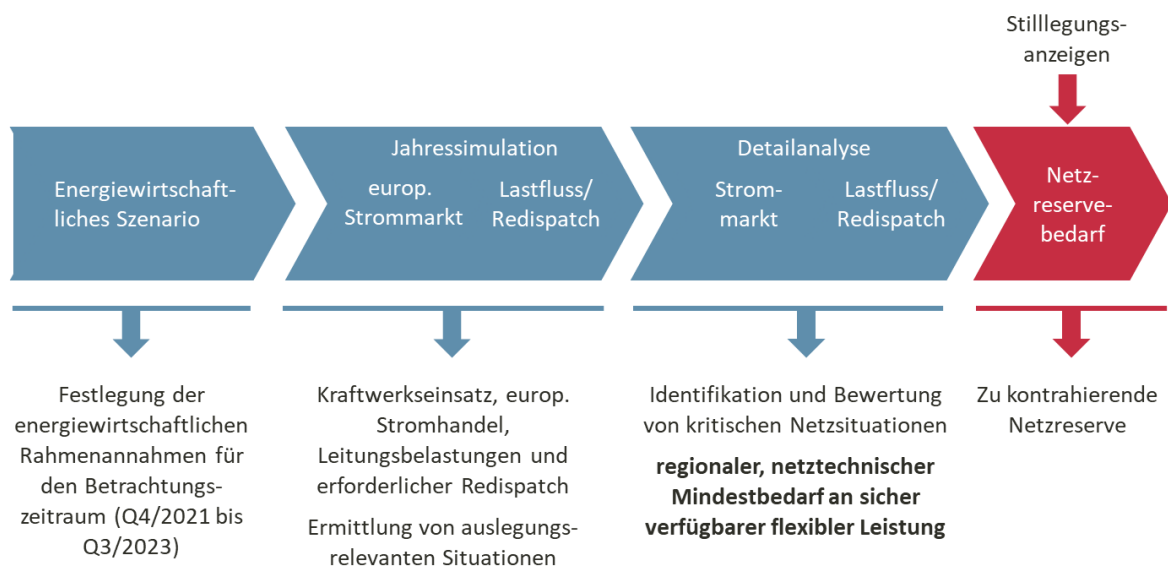
APG ist entsprechend ihrer gesetzlichen Aufgaben gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 dazu verpflichtet, auch für die Zukunft die Netzengpasssituation und den möglicherweise damit verbundenen zu sichernden Bedarf an wirksamer flexibler Leistung für Redispatch, d.h. den Netzreservebedarf jährlich im Rahmen einer Systemanalyse zu evaluieren. Der hier vorliegende Bericht

zur Systemanalyse betrachtet dabei den Zeitraum der nächsten möglichen Kontrahierungsperiode von zwei Jahren (4. Quartal 2021 bis einschließlich 3. Quartal 2023). Zusammen mit den gesetzlich vorgeschriebenen Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber ergibt sich aus den Untersuchungen des vorliegenden Berichts der durch APG zu kontrahierende Netzreservebedarf.

Vorgehen bei der Systemanalyse

Die, mit der Regulierungsbehörde abgestimmten, Methodik und Eingangsparameter basieren auf den gesetzlichen Vorgaben gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010. Im Zentrum steht dabei die Durchführung einer Jahressimulation von Markt- und Netzberechnungen für Europa, welche dazu dienen, die Belastungssituation im österreichischen Stromnetz für den Betrachtungszeitraum der Systemanalyse Q4 2021 bis inkl. Q3 2023 zu prognostizieren und etwaige Netzengpässe zu identifizieren. Aufgrund des Umfangs und der hohen Komplexität dieser Aufgabe hat APG unterstützend ein Konsortium – bestehend aus Consentec GmbH, dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University (IAEW) und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) sowie FGH GmbH – beauftragt die quantitativen Analysen und Modellsimulationen entsprechend dem aktuellen Stand der Wissenschaft durchzuführen.

Einen Überblick über das methodische Vorgehen zeigt folgendes Bild.



In einem ersten Schritt werden Annahmen zu wichtigen Rahmenparameter der europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklung im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse festgelegt. Diese Parameter bestimmen wesentlich, wie die Akteure des Stromsystems (insb. Betreiber von Stromerzeugungs-, Stromspeicher- und Stromverbrauchsanlagen) das Stromnetz zukünftig nutzen. Hierzu zählen zum Beispiel die Annahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie Wind und Solar, zu den erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie zur Entwicklung der Stromnachfrage. Die Festlegung dieser Parameter wurde im Wesentlichen auf Basis des europaweit koordinierten Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgenommen. Für Österreich wurde zudem die aktuelle Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung abgebildet. Die zu erwartenden Brennstoff- und CO₂-Preise wurden anhand der Notierungen der Future-Preise des Betrachtungszeitraums festgelegt. Anzunehmende Netzerweiterungen basieren auf dem österreichischen Netzentwicklungsplan sowie dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der

ENTSO-E. Die Festlegungen zu den internationalen Stromhandelskapazitäten berücksichtigen die Vorgaben der Regelungen aus dem EU-Legislativpaket „Clean Energy for all Europeans“, wonach die Handelskapazitäten bis 2026 schrittweise anzuheben sind.

Basierend auf diesen Annahmen wird dann das Geschehen am europäischen Strombinnenmarkt für den Zeitraum eines Jahres in stündlicher Auflösung – d.h. mit 8760 energiewirtschaftlichen Situationen – modelliert. Dabei werden die realen Bedingungen des Strommarktes sowie die technischen Restriktionen des Stromsystems so genau wie möglich und erforderlich berücksichtigt.¹ Die sich aus dieser Simulation ergebende Prognose, insbesondere von Kraftwerkeinsätzen und Stromverbrauch, wird anschließend in ein Simulationsmodell des europäischen Stromnetzes eingesetzt. Mit Fokus auf das österreichische Übertragungsnetz kann dann ermittelt werden, zu welchen Stromflüssen („Lastflüssen“) und damit Leitungsbelastungen dies führen würde. Aus der Vielzahl der simulierten Stunden lassen sich kritische Situationen identifizieren, die ohne weitere Maßnahmen zu Engpässen bzw. zu n-1 Überlastungen des Stromnetzes führen würden. Für diese wird dann ermittelt, mit welchen Redispatchmaßnahmen die Belastungen des Stromnetzes auf ein zulässiges Maß - im Sinne einer sicheren Stromversorgung - zurückgeführt werden können.

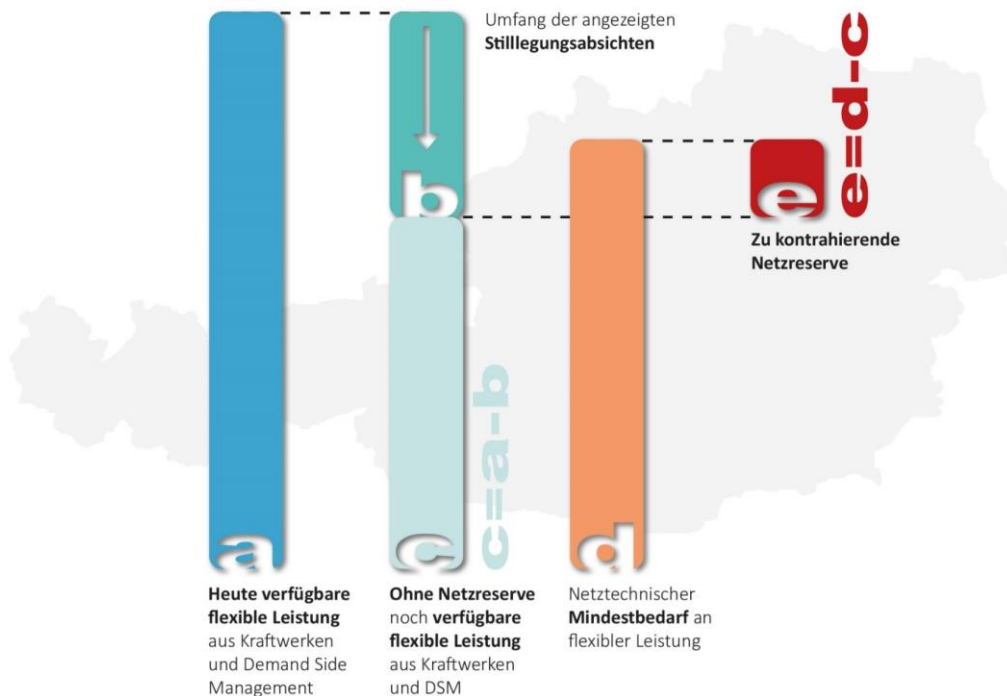
Auf diese Weise lassen sich die Zeitpunkte erkennen, welche in Zukunft besonders kritisch im Hinblick auf Redispatch und einen dafür notwendigen Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung zur Gewährleistung der Netzsicherheit sind. Diese ausgewählten Situationen werden in einem weiteren Schritt detailliert analysiert. Unter Berücksichtigung der erforderlichen Revisionszeiträume der flexiblen Anlagen sowie der Abhängigkeit der Erzeugungsleistung von der Außentemperatur wird der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung ermittelt, welcher für die Beseitigung der Netzengpässe notwendig ist.

Abschließend wird überprüft, inwiefern der zuvor identifizierte Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung durch zukünftig im Markt befindliche verfügbare Anlagen gedeckt ist (siehe nachstehendes Bild). Ausgehend von der heute sicher verfügbaren flexiblen Leistung aus Kraftwerken und DSM werden die Stilllegungsmeldungen der Kraftwerksbetreiber gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 entsprechend berücksichtigt. 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.

¹ Insbesondere wird im Strommarktmodell für die sogenannte „Core“ Kapazitätsberechnungsregion ein lastflussbasiertes Kapazitätsmodell abgebildet („Flow-Based Market Coupling“). Die Bestimmung der sog. Flow-Based Domain erfolgt unter Beachtung der „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM-Verordnung) und der für die Region Core ausgearbeiteten Methode zur Kapazitätskalkulation für den Day-Ahead Zeitbereich (Decision 02/2019 of ACER).

Prinzipdarstellung

Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs



Ergebnisse der Systemanalyse

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die daraus resultierenden Belastungen des Übertragungsnetzes sind durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren wie Wetterbedingungen, installierter Kraftwerkspark, Verbrauch und deren örtliche Verteilung, Brennstoff- und CO₂-Preise, Netzausbau und internationale Stromhandelskapazitäten bestimmt.

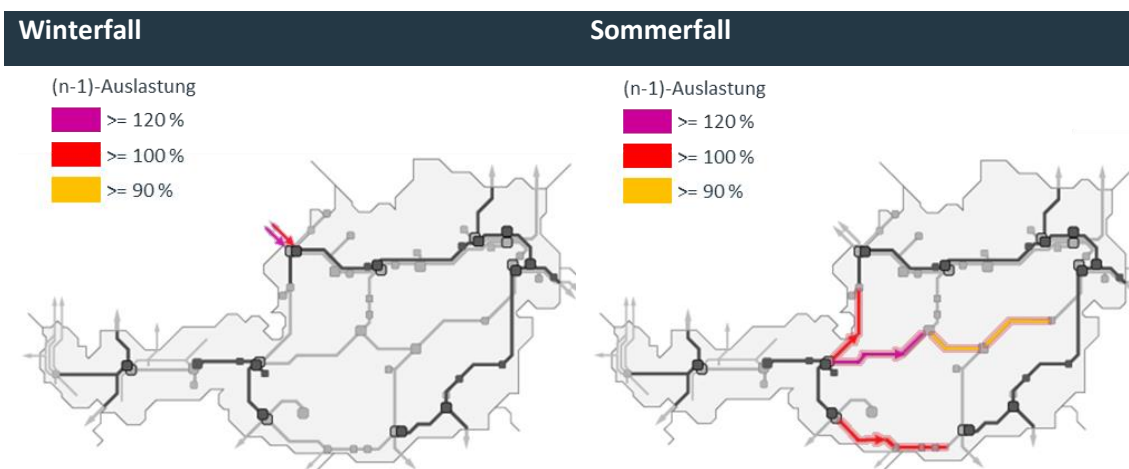
Gemäß den Ergebnissen der Strommarktsimulation ist die energiewirtschaftliche Situation in Europa im Betrachtungszeitraum Q4 2021 bis inkl. Q3 2023 dieser Systemanalyse charakterisiert durch einen weiteren Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern im Sinne der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen. Die erzeugten Energiemengen aus Kernkraft- und Kohleverstromung hingegen sinken. Der Fuel-Switch zwischen Kohle und Gas führt zu einem vermehrten Einsatz der Gaskraftwerke in Europa. Angesichts der zwischenzeitlich eingelangten Stilllegungsanzeigen, ist dieser europäische Trend für die meisten österreichischen Gaskraftwerke noch unzureichend für einen jahresdurchgängigen, wirtschaftlichen Betrieb.

Die Auswirkungen der veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden in umfassenden Netzsimulationen analysiert. Den Ergebnissen zufolge steigt die Häufigkeit von Netzengpässen in der österreichischen Regelzone. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, der von APG verfolgten Netzausbauvorhaben. Der volle Nutzen dieser bereits in Umsetzung befindlichen Netzausbauprojekte schlägt sich allerdings im Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse noch nicht nieder, da die wichtigsten Vorhaben erst ab 2025 in Betrieb genommen werden können. Die Zusammenhänge im europäischen Strommarkt und im eng vermaschten europäischen Übertragungsnetz sind zu komplex und vielschichtig, um einzelne Faktoren für den Anstieg der Netzbelastungen verantwortlich machen zu können. Die Analysen legen aber nahe, dass der gefor-

derte Anstieg der für den europäischen Stromhandel zur Verfügung zu stellenden Netzkapazitäten – gemäß der neuen Elektrizitätsbinnenmarkt Verordnung – zu den hohen Netzbelastungen maßgeblich beiträgt.

Die Simulationsrechnungen zeigen auch, dass diese drohenden Netzüberlastungen grundsätzlich durch Redispatchmaßnahmen mit den modellierten Anlagen behoben werden können. Für einen Teil der Situationen werden jedoch flexible Anlagen in Regionen benötigt, in denen aufgrund der angezeigten Stilllegungen ohne entsprechende Netzreserveverträge nicht ausreichend flexible Leistung zur Verfügung steht. Dies betrifft Situationen mit Netzengpässen, zu deren Behebung das Hochfahren von Kraftwerksleistung bzw. das Absenken von Verbrauch in Ost-Österreich erforderlich ist. Das ist dann der Fall, wenn Engpässe in Nord-Süd-Richtung (vor allem an den deutsch-österreichischen Kuppelleitungen im Raum St. Peter) und/oder in West-Ost-Richtung auf innerösterreichischen Leitungen auftreten.

Aus der Jahressimulation wurden für die Detailanalysen Situationen ausgewählt, in denen solche Netzengpässe auftraten. Dabei handelt es sich um einen entsprechend der klimatologischen und sonstigen Parameter der Sommerperiode zuordenbaren Fall mit einem Engpass auf den Leitungsabschnitten Tauern-Salzburg sowie Tauern-Weißbach bei gleichzeitig hoher Belastung der deutsch-österreichischen Kuppelleitungen. Der zweite Fall ist der Winterperiode zuzuordnen und weist Netzüberlastungen auf den deutsch-österreichischen Kuppelleitungen auf. Die Netzbelastungssituation in den beiden Fällen sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.



Ausgehend von diesen Fällen wurde unter Berücksichtigung auslegungsrelevanter Einflussfaktoren ein Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung unter Berücksichtigung von Revisionen und Temperaturabhängigkeit der technischen Einheiten von 3.140 MW in der Winterperiode 2021/22 und 3.120 MW im Sommer 2022 ermittelt. [REDACTED]

Feststellung des Netzreservebedarfs

Ausgehen vom oben genannten Mindestbedarf an sicher verfügbarer Leistung für Redispatch, den seit Ende Jänner 2021 vorliegenden Stilllegungsanzeigen² der Betreiber österreichischer Erzeugungsanlagen sowie den ohne Stilllegungen verfügbaren flexiblen Potentialen aus Kraftwerksleistung und Demand-Side Management, lässt sich der in nachfolgender Tabelle angeführte Netzreservebedarf feststellen.

[MW]	Winter 2021/22	Sommer 2022		
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	3.140	3.120		
Leistung der Stilllegungsanzeigen ³	1390	3765		
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen	2525	150		
Netzreservebedarf	615	2970		

Der festgestellte Netzreservebedarf ist gemäß den Vorgaben von §23b ElWOG 2010 zu beschaffen, um den sicheren Netzbetrieb in Österreich zu gewährleisten.

³ Summiert wurden alle Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken innerhalb des netztechnisch wirksamen Bereichs für Netzreserve, deren Betriebsbereitschaft zum Erstellungszeitpunkt der Systemanalyse noch gegeben war.

Abkürzungsverzeichnis

AL	Albanien
AT	Österreich
BE	Belgien
BA	Bosnien und Herzogovina
BG	Bulgarien
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
DK	Dänemark
EE	Estland
ES	Spanien
FR	Frankreich
FI	Finnland
GR	Griechenland
HR	Kroatien
HU	Ungarn
IE	Irland
IT	Italien
ME	Montenegro
MK	Nordmazedonien
NL	Niederlande
PL	Polen
RO	Rumänien
RS	Serbien
SE	Schweden
SI	Slowenien
SK	Slowakei
TR	Türkei
UA	Ukraine
UK	Vereinigtes Königreich
XK	Kosovo
APG	Austrian Power Grid AG
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline
CCR	Capacity Calculation Region
CEP	Clean Energy Package (Legislativpaket der EU: "Clean Energy for all Europeans")
CNEC	Critical Network Element and Contingency
CWE	Central Western Europe (zentralwesteuropäische Kapazitätsberechnungsregion)
DSM	Demand-side Management
EE	Erneuerbare Energien
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetzes

FB	Flow-Based
GSK	Generation Shift Key
LSK	Load Shift Key
LTA	Long-Term Allocation
MAF	Mid-Term Adequacy Forecast
MbL	Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung
minMACZT	Minimum Margin Available for Cross-Zonal Trade
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NTC	Net Transfer Capacity
OPF	Optimal Power Flow
PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factor
RAM	Remaining Available Margin
RAO	Remedial Action Optimization
RD	Redispatch
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Inhalt

Zusammenfassung	_____	i
Abkürzungsverzeichnis	_____	i
1 Hintergrund und Zielsetzung der Systemanalyse	_____	5
2 Vorgehen im Rahmen der Systemanalyse und eingesetzte Modelle	_____	7
2.1 Grundsätzliches methodisches Vorgehen	7
2.2 Grundlegende Prämissen der Untersuchungen und der Parametrierung der Simulationsmodelle	11
2.2.1 Marktsimulationsmodell	12
2.2.2 Netzbezogene Modelle	15
3 Annahmen zur Entwicklung des energiewirtschaftlichen Rahmens	_____	20
3.1 Erzeugungskapazitäten und flexible Lasten	21
3.2 Stromverbrauch	22
3.3 Brennstoff- und CO ₂ -Preise	23
3.4 Netzinfrastruktur	23
3.5 Lastflussbasierte Handelskapazitäten	24
4 Situation am Strommarkt im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse	_____	26
5 Netzanalysen und Ermittlung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung	_____	29
5.1 Überblick zum Vorgehen und Beschreibung relevanter Einflussfaktoren zur Ermittlung des Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung	29
5.2 Ergebnisse der Simulation der Netzsituation in Österreich (Jahreslauf)	32
5.3 Auswahl der Netzsituationen für die Detailanalysen	34
5.4 Ergebnisse der Detailanalysen und Feststellung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (Mbl)	41
5.4.1 Detailanalysen – Sommerfall	41
5.4.2 Detailanalysen – Winterfall	43
5.4.3 Erhöhung der Mindestkapazitätsvorgaben	45



6	Ableitung des Netzreservebedarfs	46
6.1.1	Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für den Betrachtungszeitraum Q4 2021 bis Q3 2023.....	46
6.1.2	Netzreservebedarf in Abhängigkeit der Stilllegungsanzeigen.....	49
	Ausführliche Modellbeschreibungen und Annahmen	51

1 Hintergrund und Zielsetzung der Systemanalyse

Die Ermittlung von Netzengpässen und die Durchführung von Maßnahmen zur Beseitigung und Vermeidung von Netzengpässen ist eine gesetzliche Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Einerseits werden hierfür netztechnische Maßnahmen, wie die Steuerung von Phasenschiebertransformatoren und netztopologische Anpassungen durch Sonderschaltzustände eingesetzt. Andererseits zählen insbesondere auch die Anpassung der Einspeisung (Erhöhung oder Absenkung) von thermischen oder hydraulischen Kraftwerken sowie die Nutzung von Flexibilitäten bei Stromverbrauchern durch Erhöhung oder Absenkung des Strombezugs zu diesen Maßnahmen. Dies wird gemeinhin als "Redispatch" bezeichnet.

Bei einem Redispatch wird auf Anweisung des ÜNB die Einspeisung eines Kraftwerks „hinter dem Engpass“ im Vergleich zu dessen – entsprechend dem Strommarktergebnis – geplanter Einspeisung erhöht (bzw. wird bei einem flexiblen Verbraucher der Strombezug abgesenkt). Zur Aufrechterhaltung des Systembilanzgleichgewichts (jederzeitige Gleichheit von erzeugter und bezogener Strommenge) ist zeitgleich die Einspeisung eines anderen Kraftwerkes (dann „vor dem Engpass“) zu reduzieren. Um derartige Redispatchmaßnahmen umsetzen und damit letztlich den sicheren Betrieb des Stromsystems gewährleisten zu können, ist es erforderlich, dass ausreichend flexible Leistung, d.h. Kraftwerkskapazität oder Demand-Side Management (Flexibilität bei Stromverbrauchern), „hinter dem Engpass“ für die Einspeiserhöhung oder die Verbrauchsreduktion vorhanden und auch entsprechend kurzfristig für Abrufe durch den ÜNB verfügbar ist.

In Österreich muss sich die Austrian Power Grid AG (APG) als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer regelmäßig dieser Form des Engpassmanagements bedienen, um drohenden Netzengpässen in ihrem Verantwortungsbereich entgegenzuwirken.⁴ Ein kritischer Faktor hierbei ist die ausreichende Verfügbarkeit von flexibler Leistung, um den für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Redispatch durchführen zu können. Die niedrigen Strommarktpreise der letzten Jahre haben dazu geführt, dass v.a. Betreiber thermischer Erzeugungsanlagen beabsichtigten ihre Kraftwerke stillzulegen bzw. einzumotten. Bereits in der Vergangenheit war es daher für APG erforderlich, mit Betreibern von Kraftwerken vertragliche Vereinbarungen zu schließen, um sicherzustellen, dass diese Kraftwerke zu Zeiten von drohenden Netzüberlastungen als „Hochfahrpotential“ (also „hinter dem Engpass“) für Redispatch Einsätze zur Verfügung stehen.

APG ist entsprechend ihrer gesetzlichen Aufgaben gemäß § 23a Abs. 2 EIWOG 2010 dazu verpflichtet, auch für die Zukunft die Netzengpasssituation und den möglicherweise damit verbundenen Netzreservebedarf jährlich im Rahmen einer Systemanalyse zu evaluieren.

Zumindest für die nächsten Jahre ist zu erwarten, dass weiterhin ein Bedarf an sicher verfügbarer Erzeugungs- bzw. flexibler Verbrauchsleistung in Ost-Österreich oder Regionen im Ausland mit netztechnisch vergleichbarer Wirkung bestehen wird. Einerseits werden wesentliche Netzausbauprojekte zur Entlastung bestehender Engpässe, wie die Salzburgleitung und die Deutschlandleitung, trotz größter Anstrengungen noch nicht umgesetzt sein. Andererseits bringt die beginnende Umsetzung der europarechtlich bindenden Vorgaben des sogenannten „Clean Energy

⁴ Dies gilt zumindest kurzfristig, denn langfristig können Netzengpässe durch entsprechenden Ausbau der Netzinfrastruktur vermieden werden. Dies ist im Allgemeinen nicht nur volkswirtschaftlich kostengünstiger, sondern erhöht auch die Systemsicherheit insgesamt. Die von APG geplanten und teilweise bereits in Umsetzung befindlichen Netzausbauprojekte, wie die 380-kV-Salzburgleitung und die Leitungsprojekte im Raum St. Peter Richtung Deutschland, stellen einen wichtigen Beitrag hierzu dar.

Package“ (CEP) fundamentale Änderungen für das Management von grenzüberschreitenden Stromhandelskapazitäten mit sich. Die von APG in Abstimmung mit VÜN durchgeführten Analysen dazu zeigen, dass bei einer unmittelbaren Umsetzung der gemäß CEP geforderten Mindestkapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel (70%-Vorgabe gemäß Art. 16 VO (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt) massive und teils strukturelle Netzüberlastungen im österreichischen Netz die Folge wären.⁵ Die österreichische Bundesregierung hat angesichts dessen im Dezember 2020 einen nationalen Aktionsplan gem. Art. 14 der Elektrizitätsbinnenmarkt Verordnung (VO (EU) 2019/943) erlassen.⁶

Vor diesem Hintergrund und entsprechend der Verpflichtung gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 sowie § 111 Abs. 4 hat APG eine Systemanalyse durchgeführt, deren Ergebnisse in diesem Bericht dokumentiert sind. Unterstützend hat die APG ein Konsortium bestehend aus der Consentec GmbH, dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University (IAEW) und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) sowie FGH GmbH im Zuge eines Ausschreibungsverfahrens mit der Durchführung von detaillierten Markt- und Netzanalysen als Grundlage der Ermittlung des Netzreservebedarfs für den Zeitraum von Q4/2021 bis inkl. Q3/2023 beauftragt.

Die vorliegende Systemanalyse fokussiert demgemäß auf den Betrachtungszeitraum 2022/23 und greift dabei die wesentlichen bis dahin zu erwartenden Veränderungen im Strommarkt in detaillierten Simulationen und Analysen auf. Im Rahmen der Untersuchungen wird der netztechnische Mindestbedarf an sicher verfügbarer, flexibler Leistung (MbL) in bestimmten Regionen Österreichs und ggf. Regionen im galvanisch verbundenen Ausland mit vergleichbarer netztechnischer Wirkung quantitativ ermittelt. Basierend darauf wird v.a. unter Berücksichtigung der verbindlichen Stilllegungsanzeigen für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 20 MW gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 sowie § 111 Abs. 4 der Netzreservebedarf ermittelt.

Der im Rahmen der Systemanalyse festgestellte Netzreservebedarf ist in der Folge mittels eines Ausschreibungsverfahrens gemäß § 23b ElWOG 2010 zu beschaffen.

Das für die Systemanalyse gewählte methodische Vorgehen sowie die wesentlichen Prämissen, die den Untersuchungen zugrunde liegen, werden nachfolgend in Kapitel 2 ausführlich erläutert. Die getroffenen Annahmen für die Entwicklung von Erzeugung, Nachfrage und Stromhandel in Europa sowie den Ausbauzustand des europäischen Übertragungsnetzes sind Kapitel 3 dargestellt. Die Ergebnisse der durchgeführten Markt- und Netzsimulationen finden sich in Kapitel 4 und Kapitel 5. Die Ableitung der erforderlichen Netzreserve-Leistung erfolgt in Kapitel 6 in dem abschließend auch die Ergebnisse und wesentlichen Erkenntnisse der Systemanalyse zusammengefasst werden.

⁵ Die Ergebnisse hierzu finden sich im Hotspot Bericht der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst, welcher per Bescheid von E-Control angenommen wurde (siehe: <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Beilage+1+-+Hot-spot+Bericht+gem+Art+14+Abs+7+EU-VO.pdf/cc107b19-4ad5-2404-1521-4afe3f268f1f?t=1601447284360>).

⁶ https://www.bmk.gv.at/themen/energie/europ_int/action_plan.html

2 Vorgehen im Rahmen der Systemanalyse und eingesetzte Modelle

2.1 Grundsätzliches methodisches Vorgehen

Die sich für einen ÜNB stellende Aufgabe einer angemessenen Dimensionierung der Netzreserve, also der Festlegung der notwendigen abzusichernden sicher verfügbaren flexiblen Leistung, ist aufgrund des Zusammenspiels vieler Einflüsse im gesamten europäischen Netzgebiet – im Wesentlichen das Lastverhalten, Wettereinflüsse für erneuerbare Stromerzeuger, Marktverhalten sowie Netzentwicklungen und -restriktionen – herausfordernd.

Der Gesetzgeber sieht für die Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 EIWOG 2010 zur Feststellung des Netzreservebedarfs die Berücksichtigung der folgenden Punkte vor:

1. Differenzierungen nach geographischen Kriterien hinsichtlich der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen;
2. die angezeigten temporären, temporären saisonalen und endgültigen Stilllegungen gemäß §23a Abs. 1;
3. Einsätze ausländischer Kraftwerke und die resultierenden Handelsflüsse zwischen den Gebotszonen;
4. Ausbauprojekte auf Basis des aktuellen Netzentwicklungsplans;
5. Besonderheiten aufgrund spezieller Wetter- oder anderer klimatologischer Situationen, Nachfragesituationen, Kraftwerksverfügbarkeiten (z.B. Revisionen) und geplante und nicht geplante Nicht-Verfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Netzgebiet des Regelzonenführers oder im benachbarten Ausland;
6. Potentiale flexibler Verbrauchsanlagen, die geeignet sind, den Netzreservebedarf zu minimieren;

Auf Basis dieser gesetzlichen Vorgaben wurde für die Simulationen und Berechnungen im Rahmen der Systemanalyse das nachfolgend beschriebene methodische Vorgehen gewählt. Wesentliche Prämissen für die Untersuchungen und grundlegende Eigenschaften der von Consentec/IAEW/FGH eingesetzten Simulationsmodelle finden sich in Abschnitt 2.2. Eine ausführliche Modellbeschreibung ist im Anhang enthalten.

Das grundsätzliche Vorgehen lässt sich anhand nachfolgender Grafik beschreiben. Es gliedert sich in fünf wesentliche Schritte. Dieses Vorgehen und die getroffenen Annahmen wurden während des gesamten Erstellungsprozesses dieser Studie mit der Regulierungsbehörde abgestimmt.

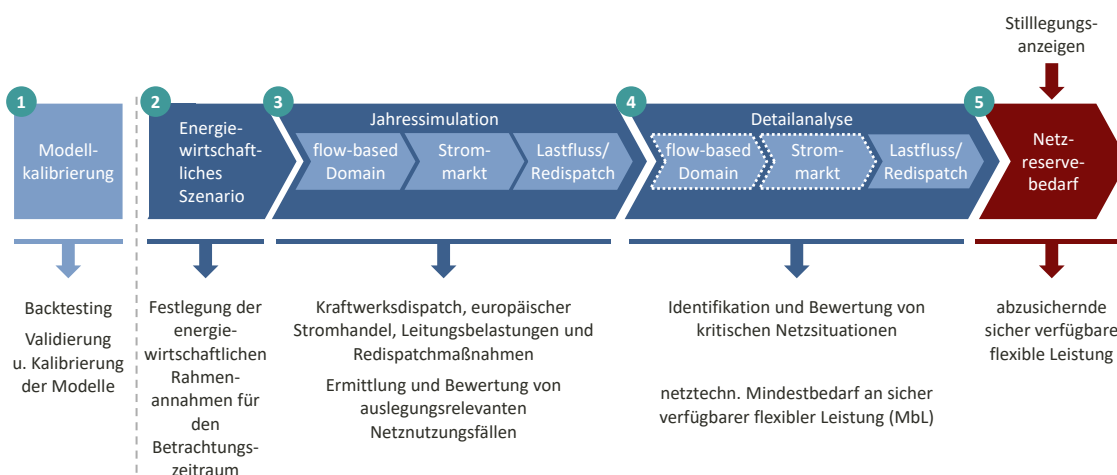


Bild 2.1 Überblick zum methodischen Vorgehen in dieser Studie

Der erste Schritt (❶, **Modellkalibrierung**) dient der Validierung und Kalibrierung der von Consentec/IAEW/FGH eingesetzten Modelle. Dazu wird ein sogenanntes „Backtesting“ durchgeführt, bei dem mit den verwendeten Modellen und Verfahren historische Situationen „nachgerechnet“ werden. Das in dieser Studie durchgeführte Backtesting basiert auf dem Jahr 2018, welches zum Zeitpunkt der Durchführung dieses Verfahrensschritts das aktuellste historische Jahr war, für das ein vollständiger Datensatz im Hinblick auf meteorologische Daten, Kraftwerksbestand, Brennstoffpreise, etc. vorlag. Aus dem Abgleich simulierter und tatsächlich beobachteter Werte wurden Rückschlüsse auf notwendige Kalibrierungsschritte (Modellparametrierung) gezogen und letztlich die Validität der Modelle und Verfahren in enger Abstimmung mit ECA bestätigt.

Der zweite Schritt (❷, **Energiewirtschaftliches Szenario**) dient der Festlegung der energiewirtschaftlichen Rahmenparameter für den jeweiligen Betrachtungszeitraum. Dieser Schritt stellt den Ausgangspunkt für die durchzuführenden Markt- und Netzsimulationen dar, und ist wesentlich um einen für den Betrachtungszeitraum möglichst realistischen Kraftwerkseinsatz und die daraus resultierenden Handelsflüsse zu ermitteln (vgl. § 23a Abs. 2 Z.3 ElWOG 2010). Hierbei werden die wesentlichen, für die Modelle exogen vorzugebenden Rahmenparameter festgelegt. Dies betrifft etwa Annahmen zur Entwicklung des konventionellen und auf erneuerbaren Energien basierenden Kraftwerksparks, der Brennstoffpreise und der Stromnachfrage. Darüber hinaus sind Annahmen zum Ausbauzustand des Übertragungsnetzes in Österreich und im europäischen Umfeld, sowie Annahmen zu gesetzlichen bzw. regulatorischen Vorgaben bezüglich der Allokation von Übertragungskapazitäten im europäischen Strombinnenmarkt (z.B. Umsetzung des CEP, nationale Aktionspläne / Freistellungsanträge) zu treffen. Die Festlegungen folgen dem Ziel, ein „best-estimate“-Szenario – d.h. eine möglichst wahrscheinliche Entwicklung für den Betrachtungszeitraum der Systemanalyse abzubilden. Die getroffenen Annahmen sind in Kapitel 3 dargestellt und wurden umfassend mit der Regulierungsbehörde und in Teilaspekten⁷ mit dem zuständigen Bundesministerium⁸ abgestimmt.

Im dritten Schritt (❸, **Jahressimulation**) erfolgt die Ermittlung einer zunächst möglichst großen Zahl an zu erwartenden Netznutzungssituationen im Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse. Hierfür wird der Zeitraum eines gesamten Jahres im Stundenraster über eine mehrstufige

⁷ Anzunehmender Ausbau von Erneuerbaren und Annahmen für P2G

⁸ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Kette von Modellsimulationen errechnet, wodurch letztlich 8760 Stunden bzw. Situationen für die Analysen verfügbar gemacht werden.

Dies ist insbesondere erforderlich, da ex-ante nicht unmittelbar und zuverlässig absehbar ist, zu welchen Zeitpunkten bzw. in welchen Situationen zukünftig potentiell kritische Netzbelastungen für das österreichische Übertragungsnetz auftreten können. Mit dem Jahreslauf wird daher zunächst eine Vielzahl zukünftig zu erwartender Netznutzungssituationen simuliert, die sich insbesondere aus den in den Eingangsdaten der Marktsimulationen abgebildeten verschiedenen Wetterkonstellationen sowie der Stromnachfrage und den sich daraus im europäischen Strommarkt unter Berücksichtigung der Handelskapazitäten ergebenden Kraftwerkseinsätzen einstellen. Anhand der Netz- und Redispatchsimulationen des Jahreslaufs lässt sich analysieren, welche der zuvor genannten Konstellationen grundsätzlich zu kritischen Netzsituationen führen können, für die zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit die Vorhaltung einer Netzreserve erforderlich sein könnte. Für diese Situationen erfolgt dann im nächsten Schritt eine Detailanalyse.

Die Jahressimulation ist in folgende Teilschritte gegliedert:

- Die Ermittlung der **Flow-Based Domain** (lastflussbasiertes Kapazitätsmodell) stellt den Startpunkt der eigentlichen Modellierungskette für die in dieser Studie durchgeführten Markt- und Netzsimulationen dar. In diesem Schritt erfolgt die Ermittlung eines lastflussbasierten Kapazitätsmodells für die sogenannte Core-Kapazitätsberechnungsregion sowie von NTC-Kapazitäten für die Handelsgrenzen im europäischen Strommarkt außerhalb der Core-Region. Dies wird für die Durchführung der europäischen Strommarktsimulationen (nachfolgender Schritt) benötigt. Um die zukünftig zu erwartende Situation bestmöglich abzubilden, erfolgt die Berechnung des Flow-Based Kapazitätsmodells, soweit wie im Rahmen von Simulationen möglich, entsprechend den regulatorischen Vorgaben. Hier ist insbesondere die von ACER genehmigte Methodik zur Kapazitätsberechnung im Day-Ahead und Intraday Zeitbereich für die Core-Region gemäß „Decision 02/2019 of ACER“ relevant.
- Dann erfolgt die Durchführung einer **europäischen Strommarktsimulation**. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz – und damit letztlich auch der Bedarf für Redispatchmaßnahmen sowie ein ggf. erforderlicher Bedarf an Netzreservekapazitäten – wird durch die Erzeugungs-, Nachfrage- und Handelssituation in Österreich und dem europäischen Umfeld bestimmt. Der Einsatz österreichischer und ausländischer Kraftwerke und resultierend der Stromhandel zwischen den Gebotszonen ergeben sich dabei aus der Funktionsweise des europäischen Strommarktes. Das im vorherigen Schritt ermittelte Flow-Based Kapazitätsmodell stellt hier eine wichtige Randbedingung dar, da es die zulässigen Kombinationen aus Handelsflüssen (genauer: Imports-/Exportbilanzen bzw. Nettopositionen von Gebotszonen) bestimmt. Die für die Netzbelastung entscheidenden Konstellationen aus Erzeugung, Nachfrage und Stromhandel nehmen im Jahresverlauf sehr unterschiedliche Ausprägungen an. Gründe hierfür sind z.B. die zeitvariable Stromnachfrage sowie die (zum Teil stochastischen) Schwankungen der Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen. Dem wird in diesem Schritt durch den Einsatz eines praxiserprobten und dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Marktsimulationsverfahrens Rechnung getragen, das es ermöglicht, zeitlich und räumlich hoch aufgelöste (stündliches Zeitraster, räumliche Auflösung auf Ebene von Übertragungs-

netzknotten) Datensätze zur Erzeugungs-, Nachfrage- und Handelssituation im gesamten europäischen Strommarkt zu erzeugen⁹. Eine ausführliche Beschreibung des für die Strommarktsimulation eingesetzten Modells und der angenommenen Prämissen findet sich in Kapitel 2.2 und im Anhang.

- In einem nächsten Teilschritt der Jahressimulation (**Lastfluss- und Redispatchsimulation**) werden die mittels der Marktsimulation ermittelten Datensätze zur Last- und Einspeisesituation in ein Modell des europäischen Übertragungsnetzes integriert, um so die Belastungen der Elemente des Übertragungsnetzes zu berechnen und darauf aufbauend grundsätzlich kritische Netzsituationen zu identifizieren. In der Marktsimulation werden kraftwerksblock-scharf für jede der betrachteten 8.760 Stunden die Einsätze der Kraftwerke im europäischen Strommarkt sowie der grenzüberschreitende Stromhandel bestimmt. Zusammen mit den zeitlich und räumlich differenzierten Annahmen zur Stromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich hieraus „Netznutzungsfälle“ (NNF). Für diese werden dann in Lastfluss- und Redispatchsimulationen errechnet, welche Netzbelastungen entstehen und in welchem Umfang ggf. Redispatchmaßnahmen erforderlich sind, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Auf diese Weise werden potentiell kritische Situationen für den sicheren Übertragungsnetzbetrieb identifiziert, die in einem weiteren Schritt einer Detailanalyse zugeführt werden (siehe Schritt ④). Für die Lastfluss- und Redispatchberechnungen wird auf das gleiche Übertragungsnetzmodell zurückgegriffen, welches auch Grundlage der Bestimmung des Flow-Based Kapazitätsmodells ist. Die hohe zeitliche und räumliche Auflösung der eingesetzten Modelle stellt sicher, dass später eine Differenzierung nach geographischen Kriterien hinsichtlich der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen vorgenommen werden kann (vgl. § 23a Abs. 2 Z.1 EIWOG 2010).

Die im Rahmen der Jahressimulation identifizierten, potentiell kritischen Situationen werden im vierten Schritt (**④, Detailanalysen**) einer Detailanalyse unterzogen. Als potentiell kritische Situationen werden grundsätzlich solche ausgewählt, die im Rahmen der Jahressimulation auf einen hohen Mindestbedarf von sicher verfügbarer, flexibler Leistung und somit potentiell auf einen hohen Netzreservebedarf hindeuten. Diese Situationen sind i. W. durch einen hohen Einsatz der österreichischen (thermischen) Kraftwerke bei gleichzeitig hoher Auslastung österreichischer Stromleitungen (einschließlich Grenzkuppelleitungen) gekennzeichnet. Dabei sind die Auslastungen auf denjenigen Leitungen und in der Flussrichtung maßgeblich ist, für welche die Einspeisung der thermischen Kraftwerke auslastungsmindernd wirkt. In solchen Situationen könnte ein Wegfall dieser Einspeiseleistung (durch Nichtverfügbarkeit in Folge von temporären oder endgültigen Stilllegungen) die Auslastung der Leitungen dann kritisch verschärfen. In den Detailanalysen wird ermittelt, welche zusätzliche Faktoren, die im Jahreslauf noch keine Berücksichtigung finden, einen relevanten Einfluss auf die identifizierten kritischen Situationen haben. Im Jahreslauf wird beispielsweise noch die jahresdurchgängige volle Verfügbarkeit sämtlicher Betriebsmittel im Übertragungsnetz unterstellt; in den Detailanalysen werden dann die in der Realität notwendigen Freischaltungen von Betriebsmitteln – z.B. im Zusammenhang mit Netzausbauvorhaben – untersucht, um das Bild der tatsächlich zu erwartenden Netzsituationen zu vervollständigen. Die Detailanalysen erfordern hierfür weitere Redispatchsimulationen und ggf. auch Marktsimulationen einschließlich Neuberechnungen der Flow-Based Domain¹⁰. Die in den

⁹Entsprechend der Forderung § 23a Abs. 2 Z. 3 EIWOG 2010

¹⁰ Sofern topologische Veränderungen oder Änderungen der freigegebenen Handelskapazitäten betrachtet werden, ist es erforderlich die Flow-Based Domain und die Marktsimulation für die relevanten Situationen neu zu berechnen. Auf diese Weise werden die

Detailanalysen betrachteten Einflussfaktoren können sowohl engpassverschärfend und damit bedarfserhöhend als auch engpassentlastend und damit bedarfssenkend wirken. Die relevanten Faktoren werden dabei ceteris paribus untersucht, d. h. jeweils einzeln ausgehend vom Basisfall (Netznutzungssituation entsprechend der Jahressimulation). Bei manchen Einflussfaktoren ist ein gleichzeitiges Auftreten nicht zu erwarten (z.B. gleichzeitige Freischaltung mehrerer kritischer Leitungsabschnitte im europäischen Übertragungsnetz). Andere Faktoren können jedoch gleichzeitig auftreten; ihre ausgehend vom Basisfall (Situation im Jahreslauf) ermittelte Wirkung ist aber näherungsweise überlagerbar. Abschließend kann der aus netztechnischer Sicht in bestimmten Regionen erforderliche vorläufige Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung¹¹ ermittelt werden, welcher durch Einspeiseerhöhungen oder Demand-Side-Management (Reduktion des Verbrauchs) erbracht werden kann. Damit greifen die Detailanalysen – auf die in Kapitel 5.4 näher eingegangen wird – insbesondere die Anforderungen an die Systemanalyse nach § 23a Abs. 2 Z. 5 ElWOG 2010 auf. Inwiefern sich hieraus ein Netzreservebedarf ableitet, wird im nachfolgenden Schritt ⑤ ermittelt.

In einem fünften und letzten Schritt (⑤, **Ermittlung Netzreservebedarf**) wird überprüft inwiefern der im Zuge der ersten vier Schritte identifizierte Mindestbedarf an regional sicher verfügbarer flexibler Leistung über die marktbedingt verfügbaren flexiblen Kraftwerks- bzw. Demand-Side-Management Kapazitäten gedeckt werden kann und welche Netzreserveleistung zusätzlich notwendig ist, um den sicheren Übertragungsnetzbetrieb zu gewährleisten. Die Ermittlung des Netzreservebedarfs erfolgt dabei entsprechend § 23a Abs. 2 Z. 2 ElWOG 2010 insbesondere unter Berücksichtigung der gesetzlich verpflichtenden Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010. Zudem sind auch weitere Informationen ins Kalkül zu ziehen, welche den Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung beeinflussen. Dies betrifft erforderliche Revisionszeiträume der Kraftwerke sowie die Abhängigkeit der Erzeugungsleistung von der Außentemperatur. Das Kapitel 6 geht im Detail auf die Ermittlung des Netzreservebedarfs sowie deren Ergebnisse ein.

2.2 Grundlegende Prämissen der Untersuchungen und der Parametrierung der Simulationsmodelle

Im vorhergehenden Abschnitt wurde das für diese Systemanalyse gewählte methodische Vorgehen beschrieben. Die bei der Umsetzung dieser Methodik eingesetzten Modelle und vorgenommenen Parametrierungen werden nachfolgend dargelegt. Dabei wird nach markt- und netzbezogenen Simulationsmodellen unterschieden.

Anpassungen schon bei der Allokation der grenzübergreifenden Austausch und beim sonstigen Marktergebnis (Kraftwerkseinsatz) berücksichtigt.

¹¹ Aufgrund der konkreten Parametrierung der Simulationsmodelle werden als Ergebnisse zunächst der Bedarf an Erzeugungsleistung ausgewiesen. Aus technischer Sicht muss es sich aber nicht um Einspeiseleistung handeln. Eine Lastreduktion (am gleichen Standort) würde netztechnisch die gleiche Wirkung erzielen. Insofern können flexible Verbraucher diese Leistung ebenfalls erbringen und in Übereinstimmung mit den Anforderungen nach § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 zur Netzreserve beitragen.

2.2.1 Marktsimulationsmodell

Eingesetzte Modellklasse

Die Ermittlung der Einspeise- und Handelssituation im europäischen Stromsystem erfolgt auf Basis eines dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Marktsimulationsmodells (statisches perfect-foresight Marktgleichgewichtsmodell). Eingangparameter bilden u. a. die installierten Kraftwerke, Brennstoffpreise, Dargebotszeitreihen für die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, Handelskapazitäten und die Stromnachfrage. Das Modell simuliert die pan-europäischen Stromgroßhandelsmärkte, sodass als Ergebnis der marktbedingte Einsatz von Kraftwerken vorliegt. Eine ausführliche Modellbeschreibung findet sich im Anhang.

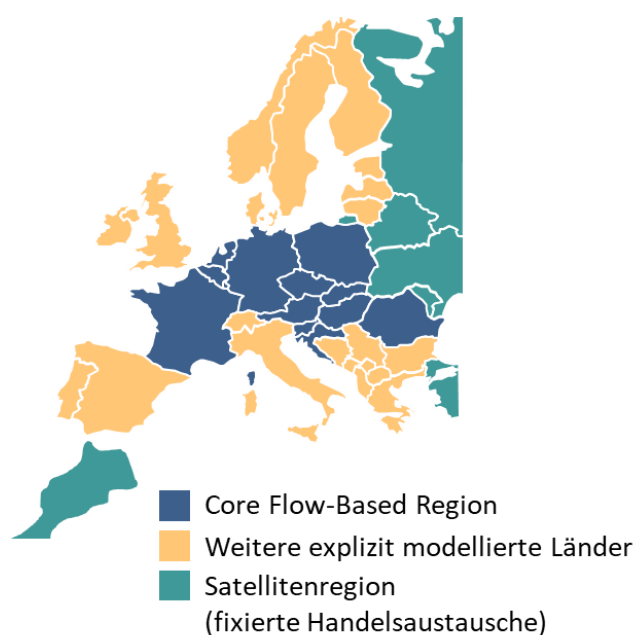


Bild 2.2 Übersicht der Ausdehnung und des Detailgrads des verwendeten Marktmodells

Der Betrachtungsbereich der Marktsimulation umfasst die in Bild 2.2 dargestellten europäischen Länder und deren Anrainer. Die Detailtiefe der Modellierung der einzelnen Länder in der Marktsimulation unterscheidet sich gemäß dem Fokusbereich der Studie. Alle blau und gelb gekennzeichneten Länder sind explizit, wie nachfolgend beschrieben, modelliert. Für die in blau gekennzeichnete Capacity Calculation Region (CCR) Core werden die Austauschkapazitäten lastflussbasiert (Flow-Based) ermittelt. Die Austauschkapazitäten zu den und innerhalb der gelb markierten Länder werden NTC-basiert berücksichtigt. Darüber hinaus wird der Stromhandel zu den türkis gekennzeichneten Ländern auf Basis historischer stündlicher Werte angenommen.

Abbildung von Handelskapazitäten zwischen Gebotszonen in der Marktsimulation

In der Praxis kommen im europäischen Strommarkt heute in Abhängigkeit von der betrachteten Region und vom Zeitbereich unterschiedliche Kapazitätskalkulations- und Kapazitätsallokationsmethoden für die Bestimmung der für den Handel verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen zum Einsatz.

Im Zeitbereich des Terminhandels (Jahr, Monat) wird aktuell europaweit durchgängig das Konzept bilateraler Handelskapazitäten (NTC-Modell) genutzt. Im Day-Ahead Markt und zukünftig zum Teil auch im Intraday-Handel kommt in einigen Regionen ein lastflussbasiertes Kapazitätsmodell (Flow-Based) zur Anwendung, in anderen wird auch hier das NTC-Modell verwendet. Im gewählten Simulationsansatz wird sowohl von der zeitlichen Abfolge der Handelsstufen als auch den Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Netzzustands im Netzbetrieb abstrahiert. Dies entspricht der, für vergleichbare Fragestellungen, üblichen Vorgehensweise. Vor diesem Hintergrund beschränkt sich die Bestimmung von Stromhandelskapazitäten im gewählten Simulationsansatz auf die in den jeweiligen Kapazitätsberechnungsregionen im Day-Ahead-Zeitbereich angewendeten Kapazitätsberechnungsmethoden.

Im Day-Ahead-Zeitbereich wird bereits aktuell für die Region Central Western Europe (CWE), zu welcher ebenfalls Österreich mit der Grenze zu Deutschland zählt, das lastflussbasierte Kapazitätsmodell angewendet. Zukünftig ist eine Ausweitung der Anwendung des lastflussbasierten Kapazitätsmodells auf die sogenannte Kapazitätsberechnungsregion Core rechtlich bindend vorgeschrieben, welche die derzeitigen Regionen Central Western Europe und Central Eastern Europe (CEE) zusammenführt.¹² Für die übrigen Kapazitätsberechnungsregionen Kontinentaleuropas ist nach aktuellem Stand auch für den Betrachtungszeitraum der Systemanalyse von einer Anwendung des NTC-Modells auszugehen. Im gewählten Simulationsansatz werden die für den Betrachtungszeitraum gültigen Kapazitätsberechnungsregionen gemäß ihrem jeweiligen methodischen Ansatz abgebildet. Das Vorgehen zur Bestimmung der lastflussbasierten Handelskapazitäten wird detailliert in Abschnitt 2.2.2.4 beschrieben. Die Dimensionierung der NTC basierten Handelskapazitäten werden auf Basis historisch bekannter NTC und NTC-Prognosen des Mid-term Adequacy Forecast 2019 der ENTSO-E (MAF)¹³ und Ten-Year Network Development Plan 2018 der ENTSO-E (TYNDP) ausgelegt. Nationale Aktionspläne der EU-Mitgliedsstaaten gemäß Artikel 14 VO (EU) 2019/943 werden berücksichtigt. Hinsichtlich der Vorgaben des Art. 8 VO (EU) 2019/943 wird unterstellt, dass alle Länder bis 2022/23 einen Aktionsplan verfolgen bzw. die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel ausgehend vom Status quo anhand einer linearen Trajektorie erhöhen.

Entwicklung des Kraftwerksparks und dessen technischer Parameter

Für die Entwicklung des Kraftwerksparks (Zu- und Rückbau thermischer, hydraulischer und regenerativer Erzeugungsanlagen) sind im Rahmen der Simulationen geeignete Annahmen zu treffen. Dazu werden die Annahmen des MAF 2019 verwendet und hinsichtlich des Betrachtungszeitraums der vorliegenden Systemanalyse angepasst. Ergänzt werden diese Annahmen durch Informationen einer am IAEW gepflegten Kraftwerksdatenbank, die auch Daten zu den technischen Parametern (Wirkungsgrade, Mindestleistungen, etc.) der Kraftwerke enthält. Diese Daten stellen eine Kombination aus individuell recherchierten Informationen und standardisierten Annahmen dar, und wurden bezüglich der Kraftwerke in Österreich anhand der bei APG vorliegenden Informationen überprüft. Für Österreich wird im Rahmen der Marktsimulation davon ausgegangen, dass die heute verfügbaren Kraftwerke auch zukünftig verfügbar sind. Von Kraftwerksbetreibern im Rahmen der verpflichteten Stilllegungsanzeigen gemeldete Stilllegungsabsichten werden erst bei der Ableitung des Netzreservebedarfs berücksichtigt.

¹² Aus aktueller Sicht ist von einer Anwendung des lastflussbasierten Kapazitätsmodells in der Kapazitätsberechnungsregion Core ab Anfang 2022 auszugehen

¹³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/previous-maf-versions/>

Dem Marktsimulationsmodell liegen spezifische Modellierungen der verschiedenen Erzeugungstechnologien zugrunde. Daraus ergeben sich für die verschiedenen Erzeugungstechnologien mitunter zusätzliche Eingangsparameter, welche geeignet zu parametrieren sind. Im Folgenden wird deshalb kurz auf die Parametrierung von erzeugungstechnologiespezifischen Eingangsparametern eingegangen.

Die modellierte Fahrweise von Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basiert grundsätzlich auf einer am IAEW entwickelten Methode zur Festlegung der Betriebspunkte¹⁴. Daraus ergibt sich ein kraftwerksspezifischer sowie temperaturabhängiger, zeitvariabler Mindest- bzw. Zwangseinsatz der Kraftwerke zur Wärmebedarfsdeckung, unabhängig von der Nachfrage nach elektrischer Energie. Für die österreichischen KWK-Anlagen erfolgt eine Kalibrierung dieser Mindesteinsätze auf Basis von bei APG vorliegenden temperatur- und kraftwerksspezifischen Einspeisezeitreihen aus der Historie.

Industriekraftwerke werden für Österreich nicht explizit abgebildet. In konsistenter Weise ist die von ihnen gedeckte Stromnachfrage an den jeweiligen Industriestandorten nicht in der modellierten Stromnachfrage enthalten (vgl. Abschnitt 3.2). Netz- und markttechnisch hat dies somit nur geringe Auswirkungen, erspart aber das Treffen von ungewissen Annahmen zum Verlauf der Industrielast sowie den technischen Parametern und den Einsatzstrategien dieser Kraftwerke, was nur mit erheblichen Unsicherheiten möglich wäre.

Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke werden mithilfe der jeweiligen hydraulischen Vernetzung (Speicherbecken und Wasserwege zwischen hydraulischen Becken) abgebildet. Dabei bilden die Pump- und Turbineneinsätze sowie die damit verbundenen Wasserdurchflüsse den Freiheitsgrad in der Simulation. Als Eingangsparameter gehen die natürlichen Zuflüsse, Leistungen sowie die hydraulische Vernetzung ein.

Die Erzeugung der restlichen Anlagen auf Basis erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) (Laufwasserkraftwerke, Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen) werden als exogene Einspeisezeitreihe aggregiert modelliert. Diese Zeitreihen basieren auf den historischen Gesamteinspeisungen und werden auf einzelne Übertragungsnetzknotten mithilfe der jeweiligen Fundamentaldaten (z.B. dem Wind- und Solardargebot, der installierten Leistung) und technischen Parametern (Einspeisekennlinien) verteilt.

Zudem finden auch Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken in der Marktsimulation Berücksichtigung. Diese basieren auf einer der Marktsimulation vorgeschalteten Ausfall- und Revisionsziehung. Im Zuge dessen werden monatliche und technologiebezogene Arbeitsverfügbarkeiten und Einzelausfallparameter vorgegeben und entsprechende Nichtverfügbarkeiten zufällig gezogen, sodass die vorgegebenen Arbeitsnichtverfügbarkeiten eingehalten werden.

¹⁴ Vgl. hierzu: Ketov et. al, Modellierung von Einsatzrestriktionen von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung für Strommarktsimulationen, Beitrag im Rahmen der 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2017

2.2.2 Netzbezogene Modelle

2.2.2.1 Verwendetes Netzmodell

Das in dieser Systemanalyse verwendete Netzmodell basiert im Ausgangspunkt auf einem aktuellen DACF¹⁵-Datensatz des Jahres 2019, dessen Last- /Einspeisesituation entfernt wurde.

Die nachfolgende Graphik zeigt die Ausdehnung und den Detailgrad des Netzmodells.

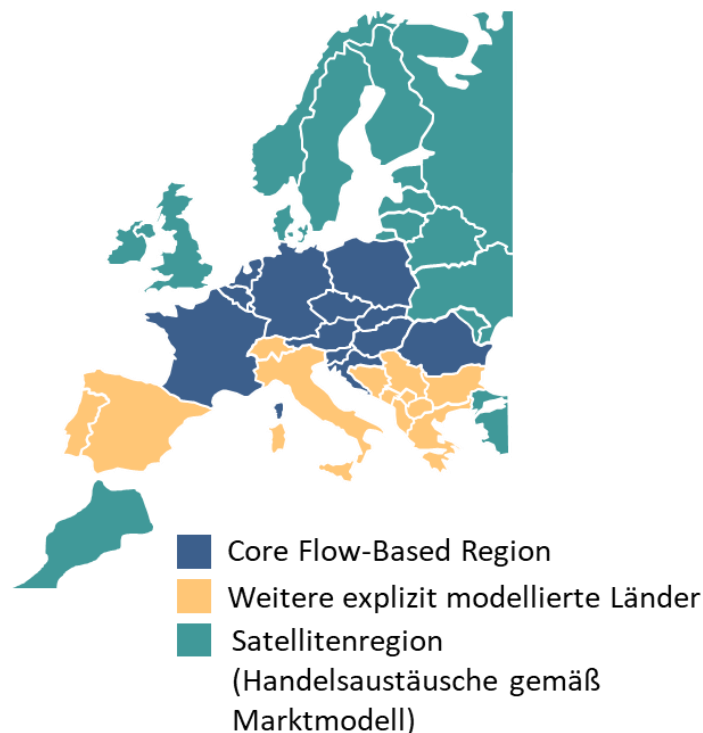


Bild 2.3 Übersicht der Ausdehnung und des Detailgrads des verwendeten Netzmodells

Die Nutzung eines aktuellen Betriebsdatensatzes garantiert hinsichtlich der Netztopologie ein realistisches und konsistentes Modell für alle Länder. Allfällig modellierte Planungsüberlegungen, veraltete Werte oder sonstige Inkonsistenzen können so ausgeschlossen werden, um eine hohe Qualität der Analysen zu gewährleisten. Die Schaltzustände aller Netzelemente in angrenzenden Netzgebieten, die potentiell einen hohen Einfluss auf das Netzgebiet der APG haben können, wurden überprüft. Zur Abbildung des Basisschaltzustandes wurden in diesem Netzbereich sämtliche Netzelemente zugeschaltet, die z.B. aufgrund von Revisionen im initialen Netzmodell ausgeschaltet waren. Zudem wurden die für den Betrachtungszeitraum zu erwartenden netztopologischen Anpassungen (Netzausbauten) anhand der relevanten Datengrundlagen erhoben und in das Netzmodell integriert. Eine detaillierte Beschreibung hierzu erfolgt in Kapitel 3.4.

2.2.2.2 Lastfluss- und Redispatchsimulationsverfahren

Die Netznutzung – beschrieben durch Last und Erzeugung – wird in der Marktsimulation, welche in Abschnitt 2.2.1 beschrieben ist, ermittelt und in einem nächsten Schritt in das Netzmodell integriert. Netzengpasssituationen werden über (n-1)-Berechnungen auf Basis von AC-Lastflusssimulationen ermittelt. Der Fokus dieser Studie liegt auf dem österreichischen Netzgebiet. Im

¹⁵ DACF: Day-Ahead Congestion Forecast

Folgendes wird genauer auf den Detailgrad der Modellierung und die Abbildung der Netznutzung im Netzmodell eingegangen.

Die Zuordnung der österreichischen Netznutzung wird auf Basis der umfassenden Datengrundlage von APG sehr detailliert vorgenommen. Die thermischen Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden blockscharf modelliert. Last und EE-Erzeugung werden gemäß Jahresenergieauswertungen von APG über einen LSK¹⁶ - bzw. einen Aufteilungsschlüssel für die EE-Erzeugung - auf die Netzknoten verteilt.

Aufgrund der verminderten Verfügbarkeit von zuverlässigen Daten erfolgt die Modellierung der unmittelbar angrenzenden Länder etwas weniger detailliert. Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von mehr als 100 MW werden dem Netzmodell knotenscharf zugeordnet. Kleinere Anlagen sowie der Verbrauch werden aggregiert und über GSK¹⁷ bzw. LSK auf Basis eines European Reference Cases auf die jeweiligen Netzknoten verteilt.

Alle weiter entfernt liegenden Netzgebiete des ENTSO-E Übertragungsnetzes werden in vereinfachter Art und Weise modelliert. Die Last und die gesamte konventionelle Erzeugung werden auf Basis eines European Reference Case verteilt. Die Erzeugung aus PV-Anlagen wird gemäß der jeweiligen LSK der entsprechenden Regelzone modelliert. Die Erzeugung aus Windkraftanlagen wird gleichmäßig auf alle Knoten verteilt.

Für die Ermittlung des Redispatchbedarfs (einschließlich Topologiemassnahmen) für ein (n-1)-sicheres Netz kommt ein Optimierungsalgorithmus auf Basis sukzessiv-linearer Programmierung zum Einsatz. In einer vorgelagerten Untersuchung wird der Einfluss von netztopologischen Maßnahmen untersucht. Kann z.B. durch einen Sonderschaltzustand oder eine Kombination von mehreren Sonderschaltzuständen eine Reduktion der Überlastung erreicht werden, wird der Sonderschaltzustand im Netzmodell umgesetzt. In diesem Verfahrensschritt werden auch Anpassungsmaßnahmen von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln (z.B. Phasenschieber Transformatoren) berücksichtigt. Zielfunktion der Optimierung ist grundsätzlich eine Minimierung der Redispatchmengen bzw. -kosten. In der Systemanalyse wird auf eine (n-1)-Sicherheit des APG-Netzes optimiert.

2.2.2.3 *Abgebildete redispatchfähige Anlagen*

Grundsätzlich können alle im Netzdatensatz als flexible Erzeugungsanlagen¹⁸ modellierten Anlagen im Redispatch eingesetzt werden. Diese Anlagen werden in den Berechnungen mit ihren Betriebsgrenzen, Grenzkosten und Fahrplanwerten abgebildet. Wie oben bereits erläutert, sind dies in Bezug auf die thermischen Kraftwerke die aktuell in Betrieb befindlichen Kraftwerke – zunächst unabhängig von der Frage, ob diese marktbedingt oder nur aufgrund einer Kontrahierung im Rahmen der Netzreserve zur Verfügung stünden (vgl. Annahmen zu den Kraftwerken in Österreich in der Marktsimulation). Alle modellierten Kraftwerke werden anhand ihrer kurzfris-

¹⁶ Kann die Regionalisierung des Verbrauchs nicht knotenscharf erfolgen, sondern liegt lediglich eine makroskopische Zeitreihe für ein bestimmtes Netzgebiet vor, wird die Lastverteilung über einen LSK (Load Shift Key) modelliert. Die Lastzeitreihe wird zu diesem Zweck mit Hilfe konstanter Verteilungsfaktoren auf die relevanten Netzknoten verteilt.

¹⁷ Äquivalent beschreibt ein GSK (Generation Shift Key) die Verteilung von Erzeugungsleistung

¹⁸ Dies sind alle großen österreichischen thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen. Bei den hydraulischen Kraftwerken werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für den Redispatch in Betracht gezogen.

tigen Erzeugungsgrenzkosten im Sinne einer kostenoptimalen Lösung für den Redispatch herangezogen. Mit der gewählten Parametrierung¹⁹ wird eine möglichst realitätsnahe Modellierung des Redispatch-Einsatzes zur Entlastung von Netzelementen im Netzgebiet von APG angestrebt.

Einsatz ausländischer Kraftwerke im Redispatch

Bezüglich der Möglichkeiten des Zugriffs auf ausländische Kraftwerke für Redispatch durch APG werden die heute verfügbaren Prozesse und Vereinbarungen mit benachbarten ÜNB zugrunde gelegt. Zwar sind für die Zukunft weiterführende Koordinierungsprozesse auf europäischer Ebene vorgesehen und auch erstrebenswert, diese werden jedoch frühestens Mitte 2023 umgesetzt sein und sind daher für den Betrachtungszeitraum 2022/23 nicht relevant. Somit wird zur Beseitigung der ermittelten Engpässe der Einsatz von deutschen und bestimmten weiteren ausländischen Kraftwerken in Tschechien, Ungarn, Slowenien, Kroatien und der Schweiz im Redispatch zugelassen. Grundlage für die Auswahl der Kraftwerke sind bestehende Verträge der APG mit den jeweiligen ÜNB im europäischen Umfeld. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nach den derzeitigen Verträgen Abruflage seitens APG von den benachbarten ÜNB bzw. den ausländischen Kraftwerken nur nach Können und Vermögen erbracht werden. Von der Verfügbarkeit dieser Kraftwerke kann – und dies belegt auch die Betriebserfahrung von APG – jedenfalls nicht in vollem Umfang sicher ausgegangen werden. Dies ist bei der Ableitung des Netzreservebedarfs zu berücksichtigen.

Bei Leistungserhöhungen im Gebiet der APG kommen als Gegenmaßnahmen zum Bilanzausgleich oft Erzeugungsabsenkungen von deutschen Kraftwerken in Frage. Dabei wird berücksichtigt, dass eine Absenkung von Erzeugungsleistung in Süddeutschland – falls nach Markteinsatz überhaupt in relevantem Umfang vorhanden – in vielen Fällen nicht zulässig ist, da dies Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz verschärfen oder auslösen würde. Daher werden im Rahmen der Redispatchsimulation grundsätzlich nur norddeutsche Kraftwerke zur Absenkung zugelassen²⁰ – dies entspricht auch der heutigen üblichen betrieblichen Praxis.

Zeitkoppelnde Randbedingungen (insb. Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke)

Auf eine Berücksichtigung der zeitkoppelnden Randbedingungen von Redispatchpotentialen (zum Beispiel Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke) wird in den Analysen verzichtet. Diese sind zwar für die Betriebsplanung- und -führung von elementarer Bedeutung, im Rahmen einer Bedarfsdimensionierung kann aber davon ausgegangen werden, dass ausreichend zuverlässige Prozesse existieren, die die Annahme einer rechtzeitigen Aktivierung von Kraftwerkskapazitäten mit längeren Vorlaufzeiten erlauben bzw. dass eine zukünftige Netzreserve-Kontrahierung geeignete Vorlaufzeiten vorschreibt.

¹⁹ In der Jahressimulation werden die Speicherkraftwerke mit im Vergleich zu den thermischen Kraftwerken höheren Grenzkosten modelliert, um zusätzlich abzubilden, dass hydraulische Kraftwerke bezüglich des verfügbaren Wasserreservoirs beschränkt und ein sehr umfangreicher Redispatch-Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken zu zusätzlichem Pumpeinsatz und somit möglicherweise zu zusätzlichen Engpässen führen könnte. In den Detailanalysen werden aber die Auswirkungen eines punktuell höheren Einsatzes hydraulischer Kraftwerke zugelassen, so dass diese Modellierung auf die eigentliche Bedarfsermittlung keine direkten Auswirkungen hat.

²⁰ Eine Ausnahme stellt die in den Detailanalysen fallweise berücksichtigte Möglichkeit zur Absenkung von deutscher PV-Erzeugung in Grenznähe und mit hoher netztechnischer Wirksamkeit auf Engpässe auf den St.Peter-Leitungen (deutsch-österreichische Kupelleitungen) dar.

Rolle von verbrauchsseitigen Maßnahmen (Demand Side Management, DSM)

Sowohl für die Leistungserhöhung als auch Verbrauchsreduktion ist die Wirkung grundsätzlich von der Technologie unabhängig, sondern vorrangig vom Standort der Maßnahme und der Leistung abhängig. Netztechnisch wirkt (am gleichen Standort) die Absenkung bzw. Anhebung von Verbrauchsleistung genauso wie eine Erhöhung oder Verringerung von Erzeugungsleistung. Insofern ist es auch möglich, dass anstelle von flexibler Erzeugungsleistung Demand-Side Management durch flexible Verbrauchsanlagen, wie Industrieanlagen, Elektrolyseure oder auch durch Batteriespeicher im Redispatch eingesetzt wird. Um zuverlässig zur Behebung von Engpässen beizutragen ist neben der geeigneten geographischen Lage wesentlich, dass die notwendige Leistungsänderung jederzeit gesichert mit adäquater Vorlaufzeit zur Verfügung steht und dass Kriterien hinsichtlich Mindesteinsatzdauer und wiederholtem Einsatz erfüllt sind. Flexible Verbrauchspotentiale werden von APG, sofern diese verfügbar sind, bereits heute für den Redispatch Einsatz herangezogen. Die Verfügbarkeit ist jedoch aufgrund deren Abhängigkeit von Industrieprozessen teils stark eingeschränkt. Demgemäß stehen APG zurzeit leider noch keine geeignet verfügbaren flexiblen Verbrauchspotentiale zur Verfügung, sodass derartige Anlagen noch nicht in der Systemanalyse modelliert werden konnten. Der neue gesetzliche Rahmen sieht eine Beteiligungsmöglichkeit von Verbrauchsanlagen an der Netzreservebereitstellung vor, um diese für die Netzsicherheit wertvollen Flexibilitätspotentiale zu erschließen. Demgemäß wird der Bedarf im Rahmen der Systemanalyse als sicher verfügbare flexible Leistungsänderung im Osten Österreichs berechnet. Anbieter mit geeignetem, flexiblen Demand-Side-Management Potential können sich am Beschaffungsverfahren zur Netzreserve beteiligen und ihre Anlagen für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs bereitstellen. Mit der konkreten Erschließung sicher verfügbarer DSM-Potentiale können diese in kommenden Systemanalysen auch explizit modelliert werden.

2.2.2.4 Modelle zur Flow-Based Kapazitätsberechnung

Im Flow-Based Market-Coupling werden Netzrestriktionen bei der Allokation von grenzüberschreitenden Handelskapazitäten in einer Kapazitätsberechnungsregion (CCR) berücksichtigt. Zu diesem Zweck wird ein linearisierter und aggregierter Einfluss von Änderungen der Nettopositionen²¹ auf die Leitungsauslastung kritischer Netzelemente berechnet und als Nebenbedingung in der Marktsimulation berücksichtigt. Eine adäquate Berücksichtigung der Vorbelastung (durch Ringflüsse und Flüsse durch Stromhandel außerhalb der CCR) erfordert eine geeignete Schätzung zur Abbildung der zugrundeliegenden Netznutzungssituation. Aus diesem Grund wird in der Prozesskette zunächst eine initiale NTC Marktsimulation durchgeführt, die sowohl an den inneren Grenzen als auch außerhalb der CCR Net Transfer Capacities (NTCs) berücksichtigt.

Die Bestimmung der Flow-Based Domain erfolgt unter Beachtung der „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM-Verordnung) und der für die Region Core ausgearbeiteten Methode zur Kapazitätskalkulation für den Day-Ahead Zeitbereich²². Die wesentlichen Schritte der Bestimmung der Flow-Based Domain sind in Bild 2.4 dargestellt. Die so ermittelte Flow-Based Domain geht in die Marktsimulation (vgl. 2.2.1) ein. Eine ausführlichere Beschreibung der einzelnen Schritte enthält der Anhang dieses Dokuments.

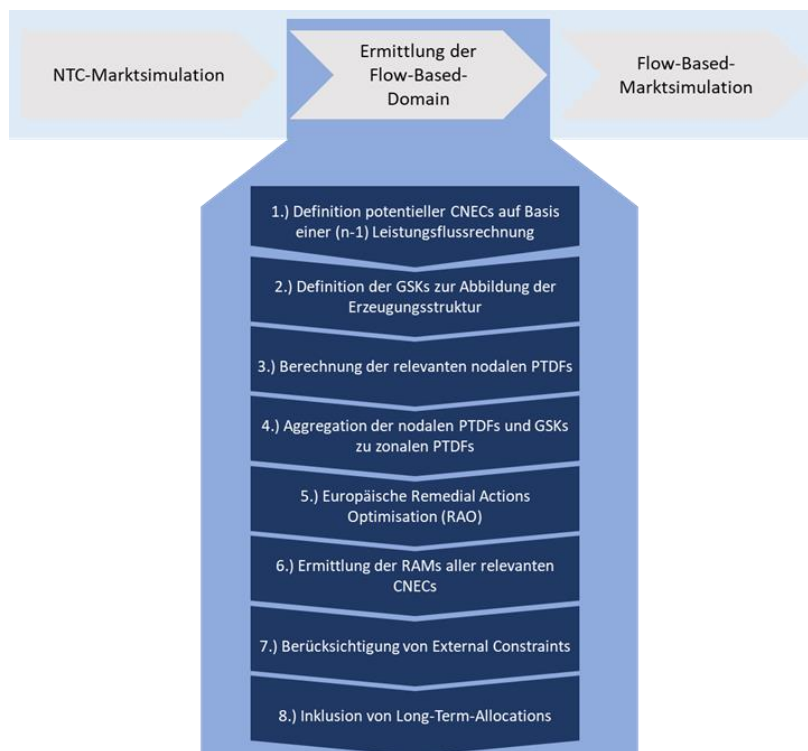


Bild 2.4 Ablauf der Flow-Based Domain Ermittlung

²¹ Die Nettoposition entspricht dem Import- bzw. Exportsaldo einer Gebotszone

²² Decision 02/2019 of ACER

3 Annahmen zur Entwicklung des energiewirtschaftlichen Rahmens

Die Festlegung der energiewirtschaftlichen Rahmenparameter für den Betrachtungszeitraum stellt den Ausgangspunkt für die in dieser Studie eingesetzte Modellkette zur Durchführung von Markt- und Netzsimulationen dar und ist damit Grundlage aller in den späteren Kapiteln beschriebenen Ergebnisse. In diesem Kapitel werden die wesentlichen, für das Modell exogen vorgehenden Rahmenparameter festgelegt. Hierbei sind Annahmen über die Entwicklung bestimmter Größen zu treffen, wie etwa zur Entwicklung des konventionellen und auf erneuerbaren Energien basierenden Kraftwerksparks, der Brennstoffpreise und zur Stromnachfrage. Darüber hinaus sind Annahmen zum Ausbauzustand des Übertragungsnetzes in Österreich und im europäischen Umfeld, sowie Annahmen zu gesetzlichen bzw. regulatorischen Vorgaben bezüglich der Allokation von Übertragungskapazitäten im europäischen Strombinnenmarkt (z.B. nationale Aktionspläne, Freistellungen) zu treffen.

Diese Annahmen wurden umfassend mit der Regulierungsbehörde sowie in Teilbereichen mit dem zuständigen Bundesministerium (BMK) abgestimmt.

Die Festlegungen sind insgesamt von dem Ziel geleitet zunächst ein „best-estimate“-Szenario für den Betrachtungszeitraum zu entwickeln, d. h. eine Entwicklung abzubilden, die nach heutigem Wissensstand eine möglichst wahrscheinliche Entwicklung der entsprechenden Parameter darstellt. Für die Dimensionierung der Netzreserve können dann auch Entwicklungen, die gerade nicht dem „best-estimate“ entsprechen, relevant sein. Dies wird in einem späteren Schritt berücksichtigt (Detailanalysen, vgl. Kapitel 5).

Für die durchgeführten Untersuchungen wurden konsistente energiewirtschaftliche Szenarien parametrisiert. Dies betrifft abseits vom Wetterjahr insbesondere die installierten Kraftwerksleistungen, die Stromnachfrage, die Primärenergie- und CO₂-Zertifikatspreise sowie die Netzinfrastruktur und Handelskapazitäten zwischen den Gebotszonen. Die Konfiguration der Gebotszonen wurde gegenüber dem Status quo nicht verändert. Hinsichtlich bestimmter Parameterannahmen (insb. installierte Erzeugungskapazitäten, Jahresstromnachfrage, Preise) ist es erforderlich, sich auf ein konkretes Betrachtungsjahr festzulegen, da bspw. Szenariostudien, auf denen die hier verwendeten Annahmen teilweise beruhen (MAF, TYNDP), auch stets konkrete Jahre abbilden. Da sich allerdings die genannten Größen wie Erzeugungskapazitäten, Nachfrage und Preise vergleichsweise kontinuierlich und nicht sprunghaft entwickeln, stellt die Festlegung auf ein bestimmtes Kalenderjahr im Hinblick auf den insgesamt zweijährigen Betrachtungszeitraum der Systemanalyse keinen wesentlichen Genauigkeitsverlust dar. Für den Betrachtungszeitraum Q4/2021 bis Q3/2023 wurde für derartige Annahmen das Betrachtungsjahr 2022 ausgewählt. Dies ist im Rahmen der erreichbaren Genauigkeit der Modellierungsrechnungen grundsätzlich als repräsentativ für den gesamten gesetzlich vorgeschriebenen Betrachtungszeitraum der Systemanalyse anzusehen. Es liegt weitgehend in der Mitte des gesamten Betrachtungszeitraums; zudem ist der Schwerpunkt der Systemanalyse das erste Jahr des gesamten Betrachtungszeitraums (Q4/2021 bis Q3/2022), dessen Winter- und Sommersaison durch das Betrachtungsjahr 2022 abgedeckt sind. Die einzige diskontinuierliche Parameterentwicklung innerhalb des Betrachtungszeitraums ist der zum Jahreswechsel von 2022 auf 2023 stattfindende Anstieg der zur Verfügung zu stellenden Mindestkapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel, welcher schrittweise jeweils zum 1.1. eines Jahres erfolgt. Die Auswirkungen dieser minMACZT-Erhöhung werden daher zusätzlich in einer separaten Sensitivitätsanalyse untersucht.

3.1 Erzeugungskapazitäten und flexible Lasten

Der konventionelle Kraftwerkspark und die installierten Leistungen von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien im ENTSO-E Gebiet wurde ausgehend von einer am IAEW gepflegten Kraftwerksdatenbank und entsprechend den Annahmen des Mid-Term Adequacy Forecast 2019 der ENTSO-E (MAF) auf das repräsentative Betrachtungsjahr 2022 angepasst. Für das Betrachtungsjahr 2022 wurde dazu zwischen den Szenarien der Jahre 2021 und 2025 des MAF interpoliert. Die Verwendung der Annahmen des MAF ermöglicht den Rückgriff auf einen zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten und unter Einbeziehung von lokalem Wissen der nationalen Übertragungsnetzbetreiber erstellten Datensatz, sodass die Annahmen zu einem nach heutigem Wissen konsistenten Datensatz führen²³. Die installierten Leistungen gemäß MAF wurden für Österreich, zur Berücksichtigung des neuen Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG), gemäß Abstimmung mit dem zuständigen Bundesministerium (BMK), angepasst. Die zugrundeliegenden EE-Einspeisezeitreihen und die hydrologischen Daten für die Einspeisezeitreihen aus Wasserkraftwerken basieren auf dem Wetterjahr 2018. Die installierten Erzeugungsleistungen der Jahre 2018 und 2022 in Österreich und ausgewählter Staaten im europäischen Umfeld sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

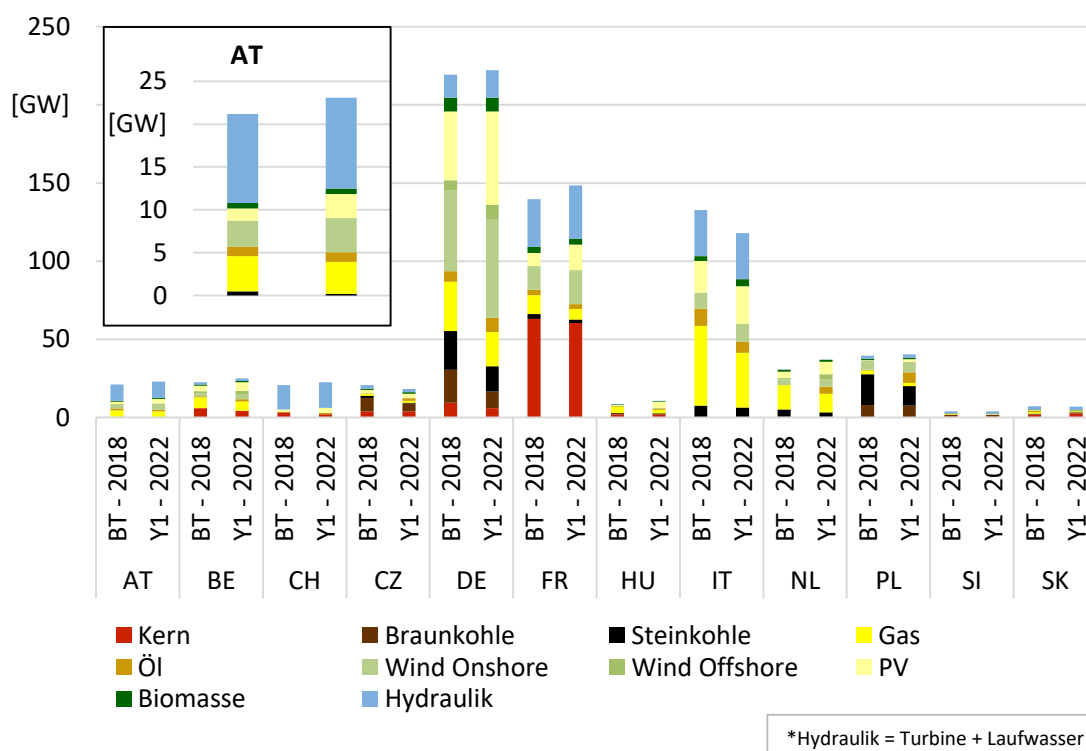


Bild 3.1 Entwicklung der installierten Leistungen in Österreich und im europäischen Umfeld

In Österreich ergibt sich ein vollständiger Rückgang der installierten Leistungen der Kohlekraftwerke bei einem gleichzeitig stark steigenden Ausbau an erneuerbaren Energien.

In den Anrainerstaaten zeigt sich insbesondere in Deutschland ein starker Rückgang der thermischen Kapazitäten mit einem weiter umgesetzten Kernenergieausstieg und deutlicher Reduktion der installierten Leistungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Dieser Rückgang wird

²³ Kernkraftwerke wurden aufgrund der langen Bauzeiten nur dann in den Eingangsdatensatz aufgenommen, wenn diese sich bereits im Bau befanden (z. B. Kernkraftwerksblöcke Mochovce 3 und 4 in der Slowakei).

insbesondere durch den starken Zubau erneuerbarer Energien hinsichtlich Leistung kompensiert.

Ein vergleichbares Bild ergibt sich auch in weiteren Staaten. Insbesondere in Frankreich, Italien und Polen kommt es ebenfalls zu einem starken Rückgang thermischer Kapazitäten. Vor allem in Frankreich aber auch in den Niederlanden wird zeitgleich von einem starken Zubau der EE-Anlagen ausgegangen.

3.2 Stromverbrauch

Die Verbrauchszeitreihen basieren auf den für das Szenario 2018 modellierten Zeitreihen sowie auf historischen Werten von der ENTSO-E Transparency Plattform und wurden entsprechend der Entwicklung der nachgefragten Jahresenergiemengen gemäß MAF skaliert. D.h. die zukünftige Stromnachfrage basiert auf der im MAF unterstellten relativen Nachfragesteigerung bezogen auf die gewählte Last im Basisjahr. Eine Ausnahme stellt die Last in Deutschland dar, weil hier neuere Schätzung der deutschen ÜNB vorlagen. In der Lastzeitreihe Österreichs wurde die Industrielast reduziert um die Eigenerzeugung entsprechend der Wirkung auf das öffentliche Netz berücksichtigt.

Die Veränderung der Netzlast entspricht somit einer mittelfristigen Erwartung. Kurzfristige Einmaleffekte (Corona) wurden nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der Stromnachfrage in Österreich und ausgewählter Staaten im europäischen Umfeld ist in der folgenden Grafik dargestellt.

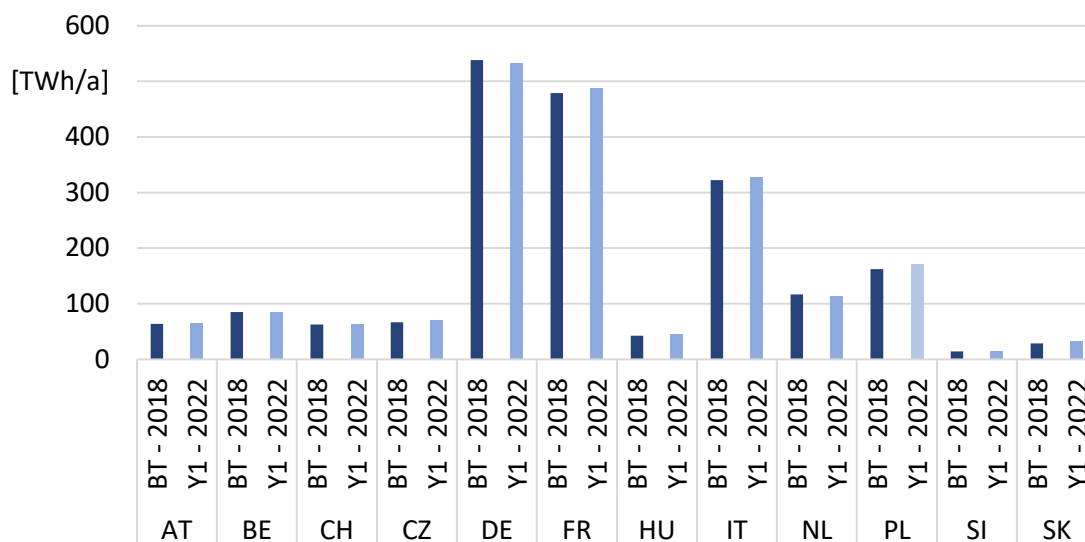


Bild 3.2 Entwicklung Stromnachfrage in Österreich und im europäischem Umfeld

In Österreich sowie dem Großteil seiner Nachbarstaaten wird in den kommenden Jahren eine leicht steigende Stromnachfrage unterstellt, die im Wesentlichen aus der Annahme einer zunehmenden Elektrifizierung resultiert. Dem gegenüber steht ein Rückgang der Stromnachfrage durch Effizienzsteigerungen, der jedoch bei den meisten der betrachteten Länder überkompensiert wird. In Deutschland wird hingegen in den nächsten Jahren eine leicht sinkende Stromnachfrage entsprechend den Mittelfristanalysen unterstellt.

3.3 Brennstoff- und CO₂-Preise

Die variablen Erzeugungskosten der thermischen Kraftwerke basieren auf den Marktpreisen für Primärenergie und CO₂-Zertifikate. Während für das Backtesting für Öl, Steinkohle, Erdgas und CO₂-Zertifikate historische Marktpreise angesetzt wurden, werden für den Betrachtungszeitraum der Systemanalyse die jeweiligen Terminmarktpreise (Stand Ende Januar 2020) für das Jahr 2022 herangezogen. Für Kernkraft und Braunkohle gehen Erfahrungswerte des IAEW ein. Die getroffenen Preisannahmen finden sich in untenstehender Tabelle zusammengefasst.

Im Ergebnis lassen die getroffenen Annahmen tendenziell einen „Fuel-Switch“ in 2022 zwischen Steinkohle und Erdgas erwarten, d.h. Steinkohlekraftwerke werden zumindest teilweise teurer als Erdgaskraftwerke (bzgl. mittlerer Erzeugungskosten). Diese Annahme bestätigt sich auch in aktuelleren Preisen.

EUR/MWh _{th} bzw. EUR/t CO ₂	2018	2022/23
Kernenergie	1,4	1,4
Braunkohle	1,5	1,5
Steinkohle	11,2	8,4
Erdgas	22,9	15,9
Öl	35,5	30,2
CO ₂ (EUA)	15,7	25,0

Tabelle 3.1: Preisannahmen für die durchgeführten Simulationen

3.4 Netzinfrastruktur

Ziel der modellierten Netzentwicklung ist eine möglichst realitätsnahe Abbildung des Netzzustands im Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse. Bis zum Betrachtungszeitraum der Systemanalyse sind Netzausbaumaßnahmen im österreichischen Übertragungsnetz sowie im gesamten europäischen Verbundnetz zu erwarten. Dabei sind vornehmlich Auswirkungen von Ausbauprojekten im österreichischen Übertragungsnetz, aber auch von Netzausbauten in weiteren Regelzonen des europäischen Verbundnetzes – insbesondere in den Benachbarten – auf die Lastflusssituation in Österreich zu erwarten.

Gemäß § 23a Abs. 1 Z. 4 EIWOG 2010 orientieren sich die Annahmen hinsichtlich des für Österreich zu erwartenden Netzausbaus am österreichischen Netzentwicklungsplan. Neben den Netzausbaumaßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität wird auch die Optimierungsmöglichkeit durch den witterungsangepassten Betrieb von Freileitungen – das sogenannte Thermal Rating (TR) – berücksichtigt.

Betreffend Ausbauprojekte im europäischen Umfeld wird auf den Ten-Year Network Development Plan 2018 (TYNDP) der ENTSO-E zurückgegriffen. In diesem werden geplante und bereits genehmigte europäische Ausbauprojekte veröffentlicht. Im Rahmen der Systemanalyse wurden alle Ausbauprojekte, die signifikante Auswirkungen auf die Regelzone der APG erwarten lassen

und welche mit hoher Wahrscheinlichkeit im Betrachtungszeitraum umgesetzt sein werden, berücksichtigt. Eine Liste der berücksichtigten Netzausbauprojekte ist im Anhang beigefügt.

Neben dem Ausbau von Leitungen weisen insbesondere auch Phasenschiebertransformatoren als lastflusssteuernde Betriebsmittel einen signifikanten Einfluss auf die Lastflüsse im österreichischen Netzgebiet auf. Daher ist es für diese Studie erforderlich, den Ausbauzustand und insbesondere die Fahrweise dieser lastflusssteuernden Betriebsmittel geeignet zu berücksichtigen. Besonders großräumigen Einfluss haben die PSTs an den Ländergrenzen AT-IT, DE-PL, DE-CZ und SI-IT. Zur Betriebsweise dieser PSTs kommen verschiedene Konzepte zur Anwendung, die entsprechend modelliert werden müssen:

- a. Die PSTs werden derart gefahren, dass die Stufenstellung möglichst in Mittelstellung verbleibt, sie aber eingesetzt werden, um eine Überschreitung der physikalisch maximalen Leistungsübertragung an der Ländergrenze nach Möglichkeit zu verhindern.
- b. Die PSTs werden nach einem sogenannten Target Flow betrieben, nachdem ein vorgegebener Leistungsfluss über die Ländergrenze / PSTs geregelt wird.

Die konkret getroffenen Annahmen sind in Absprache mit den angrenzenden Netzbetreibern getroffen und/oder mit der aktuellen Betriebspraxis abgeglichen.

3.5 Lastflussbasierte Handelskapazitäten

Die im Strommarkt verfügbaren Handelskapazitäten in der Core-Region werden im zukünftig angewendeten Flow-Based Market-Coupling durch die Flow-Based Domain bestimmt. Die Berechnung des Flow-Based Kapazitätsmodells folgt soweit wie im Rahmen der Simulationen möglich der von ACER genehmigten Methodik zur Kapazitätsberechnung im Day-Ahead und Intraday Zeitbereich für Core-Region gemäß „Decision 02/2019 of ACER“. Für deren Bestimmung sind neben dem allgemeinen Vorgehen (s. Abschnitt 2.2.2.4) einige konkrete Annahmen zu treffen. Diese werden im Folgenden beschrieben:

- CNECs: Potenzielle CNEs sind alle Grenzkuppelleitungen innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (≥ 220 kV). Zusätzlich werden AT-interne Leitungen und Transformatoren (≥ 220 kV) als CNEs betrachtet. Potenzielle kritische Ausfälle (contingencies, „C“s) sind alle Grenzkuppelleitungen und internen Netzelemente (≥ 220 kV)
- MNCCs: Flüsse auf CNECs innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion, die aus dem Handel außerhalb der Core-Region resultieren, werden auf Basis der in der initialen NTC-Marktsimulation ermittelten Handelsflüsse außerhalb der Core-Region abgeleitet
- GSK: Die angewendeten GSKs ergeben sich aus der installierten Leistung abzüglich Must-Run-Erzeugungsbedingungen je modelliertem Netzknoten
- Mindest-Marktsensitivität (zone-to-zone PTFD): Eine Mindestsensitivität als Voraussetzung zur Aufnahme eines CNEC in das Flow-Based-Kapazitätsmodell wird für Grenzkuppelleitungen nicht berücksichtigt; AT-interne CNECs werden erst berücksichtigt, wenn eine Mindestsensitivität $> 5\%$ gegeben ist
- FRM: Als Sicherheitsmarge wird ein Wert von 10% für jeden CNEC angesetzt
- External Constraints: External Constraints bilden nicht über CNECs erfassbare betriebliche Randbedingungen in der Flow-Based Domain ab. Diese Randbedingungen sollen bis 2026 vollständig abgebaut sein und werden folglich im Betrachtungszeitraum noch berücksichtigt.

- LTA-Inclusion: Die Langfristkapazitäten finden im Rahmen der LTA Inclusion Berücksichtigung.
- Mindestkapazitäten auf den CNECs: In der Systemanalyse werden auf den CNECs Mindestkapazitäten berücksichtigt, welche bereits erlassene und zusätzlich zu erwartende Aktionspläne abbilden. Für AT entsprechen die minMACZT Annahmen dem österreichischen Aktionsplan.

4 Situation am Strommarkt im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse

Wie in der Beschreibung des methodischen Vorgehens erläutert, ist die Netzsituation maßgeblich durch das Geschehen am europäischen Strommarkt bestimmt. Grundlage für die spätere Analyse der Netzsituation ist daher zunächst die Durchführung einer Jahresstrommarktsimulation. Diese erfolgt für das dieser Systemanalyse zugrunde gelegte Fokusjahr 2022, das wie in Kapitel 3 erläutert im Rahmen der erreichbaren Genauigkeit der Modellierungsrechnungen repräsentativ für den gesamten Betrachtungszeitraum der Systemanalyse ist. Nachfolgend werden die wesentlichen Ergebnisse der Strommarktsimulation zusammengefasst.

In Bild 4.1 sind die Stromerzeugungsmengen und der Stromverbrauch für ausgewählte Gebotszonen der Marktsimulationsergebnisse für die Jahre 2022 und 2018 dargestellt. Grundsätzlich ist in den meisten Gebotszonen annahmegemäß ein Anstieg der Nachfrage ersichtlich. Darüber hinaus werden Unterschiede in den Stromerzeugungsmengen nach Primärenergieträgern deutlich, die teils in veränderten jährlichen Nettositionen der jeweiligen Gebotszonen resultieren.

Zunächst ergeben sich auf Basis der erwarteten Entwicklung höhere EE-Erzeugungsmengen im überwiegenden Teil der dargestellten Gebotszonen. Die Erzeugung aus Kernenergie geht in Belgien (BE), der Tschechischen Republik (CZ), Deutschland (DE) und Frankreich (FR) entsprechend den geringer angenommenen Kapazitäten (Alter der Kraftwerke, Kernenergieausstieg in Deutschland) zurück. Einzig die Slowakei (SK) weist aufgrund der Annahme steigender installierter Kapazitäten einen Anstieg der Kernenergieerzeugung auf.

Die Stromerzeugungsmengen aus kohlegefeuerten Anlagen sinken insbesondere in DE, FR, Italien (IT), Niederland (NL) und Polen (PL). Dies ist zum einen auf die veränderten Preisannahmen für Gas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate zurückzuführen. So weisen gasgefeuerte Anlagen im Vergleich zu kohlegefeuerten Anlagen ähnliche und verglichen mit 2018 geringere Grenzkosten auf, was ihren Einsatz am Strommarkt erhöht. Zum anderen verringert sich die Kapazität kohlegefeuerter Anlagen entsprechend angenommener Stilllegungen in den meisten Gebotszonen. Die verringerte Erzeugung aus Kohlekraftwerken wird zu Teilen von einer erhöhten Erzeugung gasgefeuerter Anlagen in Österreich (AT), DE, IT, NL und PL kompensiert.

In Österreich wird im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse kein Strom mehr aus Steinkohle erzeugt. Die EE-Mengen steigen insgesamt um 4,6 TWh/a aufgrund des Ausbaus der Kapazitäten von Solar-, Windenergie und hydraulischen Kraftwerken. Der zuvor beschriebene allgemeine Abtausch zwischen kohle- und gasgefeuerter Erzeugung zeigt sich auch in Österreich. So weisen die gasgefeuerten Anlagen eine höhere Auslastung und insgesamt eine Mehrerzeugung von 6,9 TWh/a²⁴ ggü. dem Jahr 2018 auf. Das jährliche Handelssaldo Österreichs ergibt sich zu 7 TWh/a Importen; das sind 8,1 TWh/a weniger Importe als 2018.

²⁴ Wie Eingangs erläutert, basiert das Marktsimulationsergebnis auf der Annahme, dass alle zum Zeitpunkt der Durchführung der Simulationen (Herbst 2020) nicht zur Stilllegung angezeigten Kraftwerke verfügbar sind. Erst auf Basis der Stilllegungsanzeigen gemäß §23a Abs. 1 EIWOG 2010 wird dann bekannt, welche Kraftwerke tatsächlich als verfügbar angenommen werden können. Dies wird dann bei der Ableitung des Netzreservebedarfs entsprechend berücksichtigt.

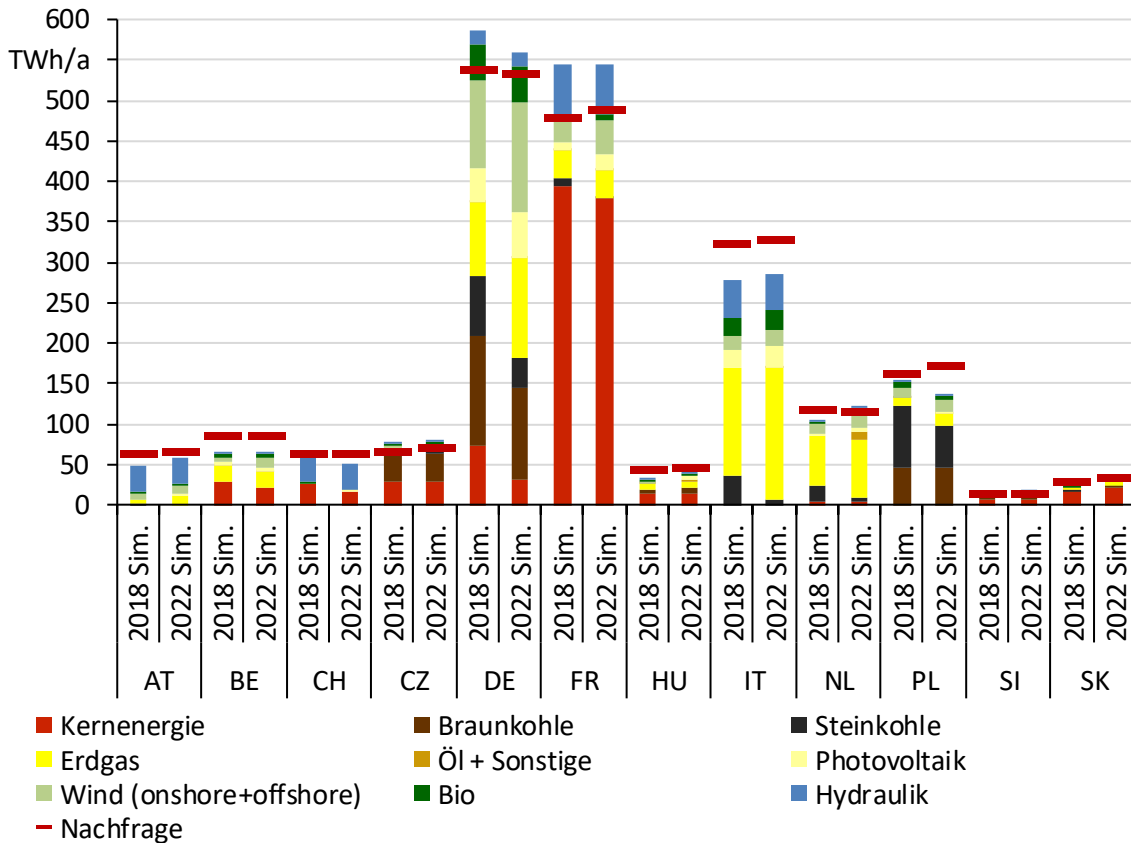


Bild 4.1 Jährliche Stromerzeugungsmengen nach Primärenergieträgern je Gebotszone im Basisfall 2022 und 2018 (Simulation)

Insgesamt zeigt sich tendenziell ein Wandel der generellen (durchschnittlichen) großräumigen Stromhandelssituation in Europa ‚von Nord-West (Exportländer) nach Süd-Ost (Importländer)‘ hin zu ‚(Süd-)West nach Ost‘. Ausgehend von dieser Veränderung kann grundsätzlich ein Einfluss auf die Netzsituation in Österreich erwartet werden. Allerdings ist anzumerken, dass es sich hierbei nur um eine erste Einschätzung ausgehend von jährlich aggregierten Werten (jährliche Import-/Exportbilanzen der Länder) handelt.

Eine Analyse der stündlichen Import-/Exportbilanzen der Länder zeigt, dass die oben beschriebenen durchschnittlichen Veränderungen nicht pauschal auf im Jahresverlauf auftretende maximale und minimale Handelspositionen übertragbar sind. In Frankreich etwa sinkt das jährliche Handelssaldo von 2018 nach 2022, die maximalen stündlichen Importe wie auch Exporte steigen jedoch. Insgesamt werden die europäischen Handelsflüsse also volatiler.

Bild 4.2 zeigt im Detail die Dauerlinie des Handelssaldos Österreichs für die entsprechenden Simulationsergebnisse für die Jahre 2018 und 2022. Positive Werte stellen ein Exportsaldo, negative Werte ein Importsaldo dar.

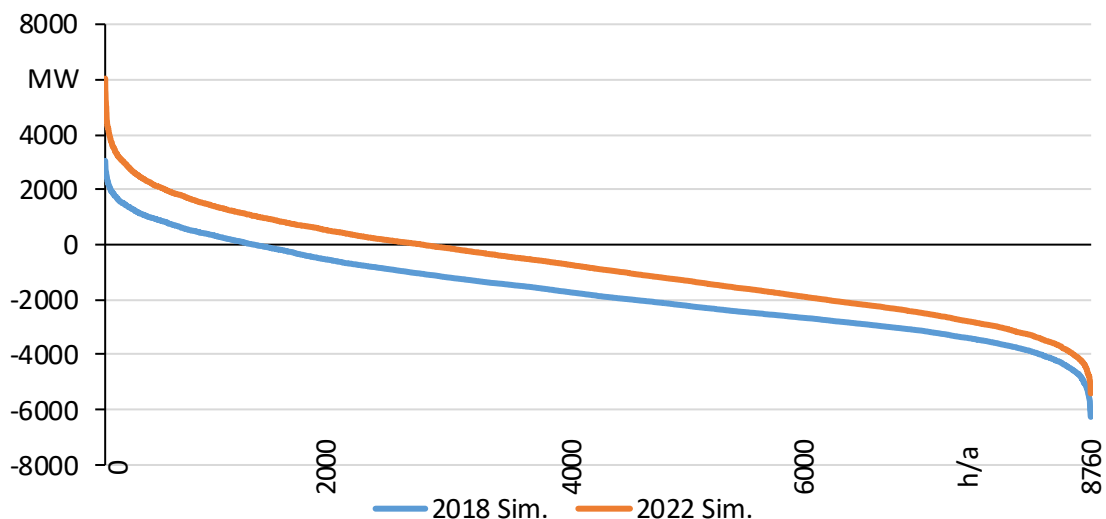


Bild 4.2 Dauerlinie des österreichischen Handelssaldos

Betrachtet man die beiden Dauerlinien im Vergleich zueinander so zeigt sich zunächst, dass Österreich insgesamt über den Jahreszeitraum weniger importiert und mehr exportiert. Dennoch bleiben Situationen mit einem Importsaldo größer 4 GW bestehen. Zur Exportseite hin ist ein Anstieg der Exportsalden auf über 4 GW zu erwarten.

5 Netzanalysen und Ermittlung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung

In diesem Kapitel wird das generelle Vorgehen zur Ermittlung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung anhand von netzanalytischen Simulationen und Berechnungen sowie die resultierenden Ergebnisse dargestellt. Die darauf basierende Ermittlung des Netzreservebedarfs unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen und weiterer Faktoren folgt in Kapitel 6.

5.1 Überblick zum Vorgehen und Beschreibung relevanter Einflussfaktoren zur Ermittlung des Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung

Als Grundlage für die Feststellung des Netzreservebedarfs dient die Durchführung von Netzsimulationen. Hierbei wird zunächst eine Jahressimulation durchgeführt und anschließend folgen Detailanalysen von ausgewählten, als potentiell kritisch identifizierten Netzsituationen. Den Simulationen nachgelagert erfolgt in Kapitel 6 noch die Berücksichtigung des Einflusses von Kraftwerksrevisionen und temperaturabhängigen Schwankungen der maximalen Erzeugungsleistung von Kraftwerken. Die methodische Funktion dieser Schritte wird nachfolgend näher erläutert. Das Ergebnis dieser drei Schritte ist der „**Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung**“ (MbL) in geeigneter geographischer Lage, der mindestens vorhanden sein muss, um Netzengpässe im Verantwortungsbereich der APG sicher und ausreichend zu entlasten. Die abschließende Herleitung und Festlegung des Netzreservebedarfs unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen wird ebenfalls in Kapitel 6 behandelt.

Aus dem Jahreslauf der Netzberechnungen wird ermittelt zu welchen Zeitpunkten bzw. in welchen Situationen potentiell kritische Netzbelastungen für das österreichische Übertragungsnetz auftreten können. Mit dem Jahreslauf wird daher zunächst eine Vielzahl (8.760, entsprechend der Anzahl an Stunden eines Jahres) zukünftig zu erwartender Netznutzungssituationen simuliert. Die unterschiedlichen Situationen ergeben sich insbesondere aus den in den Eingangsdaten der Marktsimulationen abgebildeten verschiedenen Wetterkonstellationen und der darauf beruhenden erneuerbaren Erzeugung sowie der Stromnachfrage und den sich unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen im europäischen Strommarkt ergebenden Kraftwerkseinsätzen. Anhand des Jahreslaufs der Netz- und Redispatchsimulationen lassen sich die kritischen Netzsituationen erkennen, für welche dann weiterführende Detailanalysen erfolgen.

Dabei werden solche Situationen ausgewählt, bei denen die Jahressimulation auf einen hohen MbL hindeutet. Zudem geht bei der Auswahl der Situationen für die Detailanalysen auch ein, welche Engpässe sich jeweils als kritisch herausgestellt haben und in welcher Jahreszeit diese auftreten²⁵.

Im Rahmen der Detailanalysen werden verschiedene relevante Faktoren ceteris paribus analysiert, d. h. jeweils einzeln ausgehend vom Basisfall (Netznutzungssituation entsprechend der Jahressimulation). Bei manchen Einflussfaktoren ist ein gleichzeitiges Auftreten nicht zu erwarten (z. B. gleichzeitige Freischaltung mehrerer kritischer paralleler Leitungsabschnitte im europäischen Übertragungsnetz). Andere Faktoren können hingegen gleichzeitig auftreten; ihre vom Basisfall ausgehend ermittelte Wirkung ist mit hinreichender Genauigkeit überlagerbar.

²⁵ Entsprechend der Vorgaben nach § 23b Abs. 2 EIWOG 2010 zu den möglichen Produkten bei der Netzreservebeschaffung erfolgt hierbei eine zeitliche Differenzierung nach der Winter- und der Sommersaison für die beiden Betrachtungsjahre der Systemanalyse.

Konkret sind folgende zusätzliche Faktoren in den Detailanalysen zu bewerten und dann bei der Bestimmung des MbL zu berücksichtigen:

- **Betriebsmittelfreischaltungen** in Österreich oder in Netzen benachbarter ÜNB: In der Netzbetriebsplanung muss grundsätzlich mit der Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln gerechnet werden. Freischaltungen sind im Netzbetrieb für die Umsetzung von Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen regelmäßig erforderlich und müssen geplant und national sowie im europäischen Umfeld koordiniert werden, um zeitgleiche kritische Abschaltungen zu verhindern. Trotz gründlicher Planung sind die genauen Zeiträume der Abschaltungen in der Regel nicht langfristig bekannt, da diese von zahlreichen externen Faktoren, wie z.B. dem Verlauf der Genehmigungsverfahren von Netzausbauprojekten abhängig sind. Die Nichtverfügbarkeiten belaufen sich hierbei von Stunden oder Tagen für kleinere Arbeiten bis hin mehreren Monaten bei Großprojekten. Diese Dauer übersteigt den kurzen Prognosezeithorizont in der operativen Planung, mit dem kritische Situationen und der notwendige Redispatch im täglichen Netzbetrieb identifiziert werden können. Wie nachfolgend näher beschrieben, kommen in Abhängigkeit von den konkret betroffenen Betriebsmitteln unterschiedliche Freischaltungen mit potentiell unterschiedlicher netztechnischer Wirkung für den hier betrachteten Zeitraum in Frage, die jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht gleichzeitig auftreten werden:²⁶
- **Baubedingte Freischaltung für die Deutschlandleitung:** Die bauliche Umsetzung des Ausbaus der deutsch-österreichischen Kuppelleitungen im Bereich St. Peter (Projekt 11-7 des NEP, Projekt 313 des TYNDP 2018) erfordert Freischaltungen von einzelnen Systemen der bestehenden deutsch-österreichischen Grenzkuppelleitungen. Die Freischaltung des Systems St. Peter-Pleinting ist als potentiell auslegungsrelevant für den MbL anzusehen und wird daher in den Detailanalysen betrachtet. Entsprechend der üblichen Vorgehensweise bei nicht vollständiger Verfügbarkeit von Betriebsmitteln im Bereich St. Peter, wird im Falle dieser Freischaltung eine Reduktion des LTA-Werts für den Handel zwischen der deutschen und der österreichischen Gebotszone um 1 GW auf 3,9 GW für die Detailanalysen angenommen.
- **Baubedingte Freischaltung für die Salzburgleitung:** Die bauliche Umsetzung der Salzburgleitung (Projekt 11-10 des NEP, Projekt 312 des TYNDP 2018) erfordert zeitweise Freischaltungen der Systeme zwischen St. Peter, Salzburg und Tauern. Die Freischaltung beider Systeme zwischen Salzburg und Tauern ist als potentiell auslegungsrelevant für den MbL anzusehen und wird daher in den Detailanalysen betrachtet.
- **Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB:** Neben bereits heute klar absehbar und im (Mit-)Verantwortungsbereich von APG liegenden vorgenannten Freischaltungsszenarien kommt es, wie in anderen Jahren auch, im gesamten Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse regelmäßig zu Freischaltungen in den Netzgebieten benachbarter ÜNB kommt, die einen relevanten Einfluss auf die Belastungssituation in Österreich haben können. Diese sind notwendig um die Netze weiter auszubauen und not-

²⁶ Sofern topologische Veränderungen oder Änderungen der freigegebenen Handelskapazitäten betrachtet werden, ist es erforderlich die Flow-Based-Domain und die Marktsimulation für die relevanten Situationen neu zu berechnen. Auf diese Weise werden die Anpassungen schon bei der Allokation der grenzübergreifenden Austausche und beim sonstigen Marktergebnis (Kraftwerkseinsatz) berücksichtigt. Hierbei wurde die in der Sensitivität betrachtete Änderung in der Flow-Based-Domain immer für den Zeitraum einer Woche („rund um“ den jeweiligen NNF) berücksichtigt. Die Marktsimulation wurde für einen Kalendermonat neu berechnet (Flow-Based-Domain im restlichen Zeitraum des Monats unverändert).

wendige Instandhaltungsarbeiten durchzuführen. Um diese Freischaltungen zu adressieren wird in den Detailanalysen stellvertretend eine repräsentative Freischaltung, die Freischaltung des Systems Slavetice-Dasny im Netzgebiet des tschechischen ÜNB ČEPS, betrachtet.

- **Gezielte Absenkung von deutscher PV-Erzeugung in der Nähe zu deutsch-österreichischen Kuppelleitungen:** Entsprechend des gesetzlich geregelten Einspeisevorrangs für die Erzeugung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien, wird in den für diese Systemanalyse durchgeführten Redispatchsimulationen, insbesondere in der Jahresrechnung, die Absenkung von PV-Erzeugung als nachrangige Redispatchmaßnahme modelliert und damit erst nachrangig zur Behebung von Engpässen genutzt. Für Engpässe im Raum St. Peter stellt jedoch die Ein-senkung der PV-Erzeugung auf der deutschen Seite („vor dem Engpass“) in der Nähe der deutsch-österreichischen Kuppelleitungen in diesem Gebiet eine sehr wirksame Maßnahme dar, die für Situationen mit besonders hoher Leitungsauslastung in diesem Netzbereich als Maßnahme in Betracht kommt, sofern keine anderen wirksamen Maßnahmen mehr zur Verfügung stehen. In den Detailanalysen wird diese Maßnahme demgemäß in Situationen mit hohen Leitungsauslastungen im Bereich St. Peter zur Absenkung des MbL betrachtet. Naturgemäß erfolgt die Betrachtung nur in Situationen, bei denen im Ausgangsfall entsprechend der Fundamentaldaten überhaupt eine PV-Einspeisung in relevanter Höhe auftritt.

- **Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken zur Engpassentlastung:** Hydraulische Kraftwerke, insbesondere österreichische Speicherkraftwerke, kommen im Redispatch zum Einsatz. Um das begrenzte Einsatzpotenzial (u. a. aufgrund der limitierten Speicherbecken-größen) zu berücksichtigen und somit einen unrealistisch hohen Einsatz im Redispatch zu vermeiden, werden sie in der Jahressimulation des Redispatch mit etwas höheren Grenzkosten im Vergleich zu den thermischen Kraftwerken angesetzt.

In den seltener auftretenden Situationen mit höchsten Redispatchbedarfen kann – sofern eine entlastende Wirkung gegeben ist – ein verstärkter Einsatz angenommen werden, um den MbL zu reduzieren. Modelliert wird dieser in den Detailanalysen durch eine deutliche Reduktion der Kosten für den hydraulischen Redispatch (ca. 50 % verglichen mit dem thermischen Redispatch).

- **Engpassmanagement Einsatz marktbasierter verfügbarer ausländischer Kraftwerke:**

Potenziale im (wirksamen) östlichen Ausland: Die durchgeführten Netzanalysen berücksichtigen auch ausländische Redispatchpotentiale, welche in der Jahressimulation zunächst vereinfacht als durchgängig verfügbar angenommen werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nach den derzeitigen Verträgen Abrufbegehren seitens APG von den benachbarten ÜNB bzw. den ausländischen Kraftwerken nur nach Können und Vermögen erbracht werden. Die Betriebserfahrung der letzten Jahre hat gezeigt, dass in kritischen Situationen Leistungserhöhungen im östlichen Ausland nur in sehr eingeschränktem Ausmaß zur Verfügung gestellt werden konnten. Bei der Ableitung des MbL muss dieser Umstand daher berücksichtigt werden.

Demgemäß wird für die Möglichkeit einer Leistungserhöhung in den netztechnisch wirksamen regionalen Bereichen der östlichen Nachbarländer Tschechien, Ungarn und Slowenien²⁷ insgesamt ein sicher verfügbares Potential [REDACTED] angesetzt. Diese Kraftwerke

²⁷ Zu den Übertragungsnetzen dieser Regelzonen besteht eine unmittelbare galvanische Verbindung und es bestehen mit Übertragungsnetzbetreibern dieser Länder entsprechende Vereinbarungen für den Redispatch

weisen aufgrund deren Lage und größerer Entfernung von den kritischen Engpässen in Österreich eine geringere Wirksamkeit für das Engpassmanagement auf als österreichische Kraftwerke.

[Redacted text block]

Dies wird bei der Ableitung des MBL im Rahmen der Detailanalyse berücksichtigt.

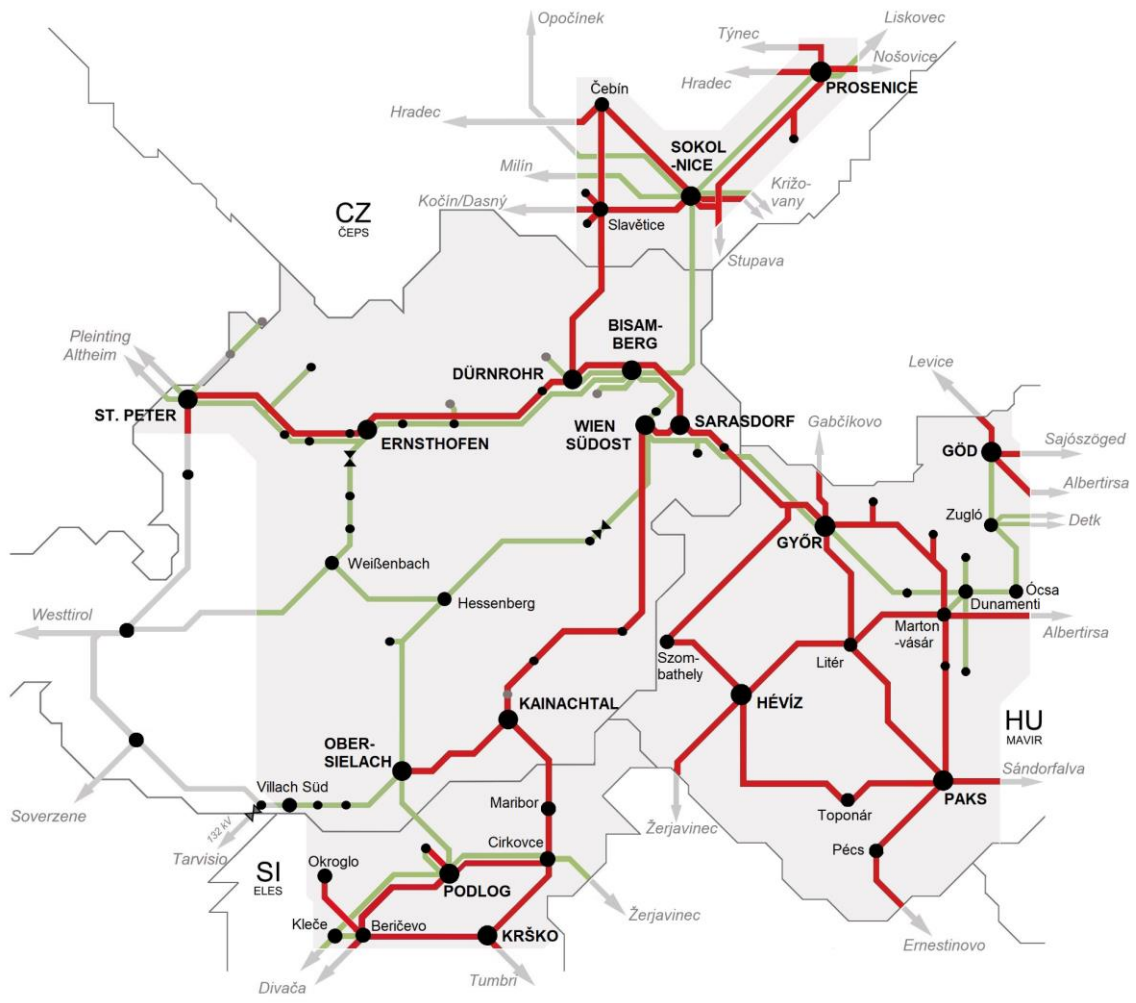


Bild 5.1 Darstellung der netztechnisch wirksamen Bereiche innerhalb Österreichs und im unmittelbar galvanisch verbundenen Ausland

5.2 Ergebnisse der Simulation der Netzsituation in Österreich (Jahreslauf)

Die Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs erfordert die Einhaltung der technischen Grenzen aller Betriebsmittel mit einem ausreichenden Sicherheitsniveau. Hierzu ist es Stand der Technik, unter Anwendung des (n-1)-Kriteriums Ausfälle einzelner Betriebsmittel zu simulieren und die Auswirkungen auf die Auslastungen anderer Betriebsmittel, die im Folgenden als (n-1)-Auslastungen bezeichnet werden, zu analysieren. Demgemäß werden zunächst auf Basis der Marktsimulationsergebnisse und dem Netzmodell (n-1)-Auslastungen für Betriebsmittel im Netzgebiet der APG im Jahreslauf kalkulatorisch ermittelt.

Bild 5.2 gibt das 99%-Quantil der (n-1)-Auslastungen in hoch ausgelasteten Bereichen des österreichischen Übertragungsnetzes für den Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse auf Basis der Jahressimulation wieder. Hierbei bedeutet 99%-Quantil, dass in 99% der 8760 simulierten Netznutzungsfällen die auftretenden (n-1)-Auslastungen je Stromkreis in der jeweiligen Region *kleiner* sind als der dargestellte Wert des 99%-Quantils; in 1% der betrachteten Fälle sind sie folglich *größer*. Zum Vergleich ist die simulierte Situation im historischen Jahr 2018 dargestellt. Die Berechnungsergebnisse zeigen demgemäß, dass die Regionen, in denen Leitungen in über 1% des Jahres mit Engpässen behaftet sind im Vergleich zu 2018 zunehmen. Die sich zusätzlich ergebenden Engpässe und die höheren (n-1)-Auslastungen sind über das ganze Netzgebiet von Österreich verteilt. Die Mehrzahl dieser zusätzlichen Engpässe sind an den westlichen und südlichen Grenzkuppelleitungen von Österreich sowie auf der Donauschiene²⁸ zu finden. Die höchsten (n-1)-Auslastungen treten ebenso wie 2018 auf den innerösterreichischen Leitungen im Inntal und den Kuppelleitungen zu Deutschland im Raum St. Peter auf. Auf zwei der vier AT-DE Kuppelleitungen im Raum St. Peter sowie auf der Leitung Tauern-Weißenbach nehmen die (n-1)-Auslastungen ab. Diese Verbesserungen sind einerseits auf die veränderte Marktsituation, aber auch auf den Netzausbau der Donauschiene, den Tausch der Leiterseile der Leitung Tauern-Weißenbach sowie die Optimierung der Leitungskapazitäten durch Thermal Rating zurückzuführen.

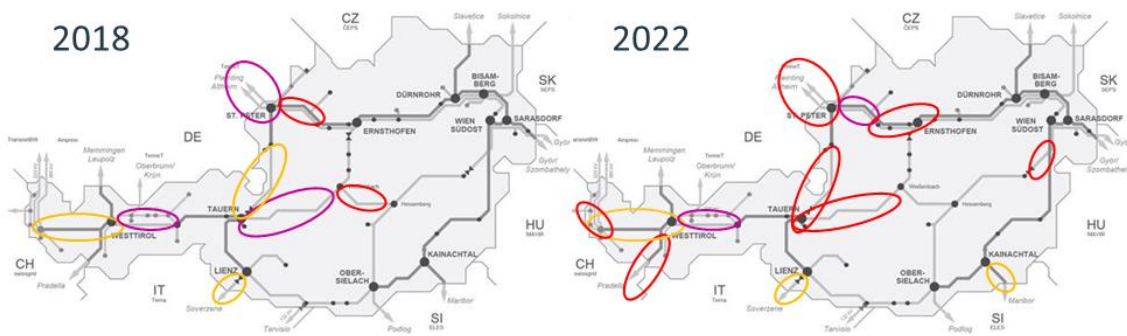


Bild 5.2 99%-Quantil der (n-1)-Leitungsauslastungen für die Jahre 2018 und 2022

Der Vergleich der beiden Simulationsjahre zeigt einerseits einen signifikanten Anstieg des Anteils an Netznutzungsfällen mit Engpässen in der österreichischen Regelzone. Insgesamt nimmt auch die allgemeine Netzbelastung mit wenigen Ausnahmen deutlich zu. Insbesondere sind die Leitungen im Inntal im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse deutlich häufiger engpassbehaftet als im Jahr 2018. Eine Zunahme in der Engpasshäufigkeit und Höhe der (n-1)-Auslastungen ist auch bei der Donauschiene festzustellen. Demgegenüber treten Engpässe auf der innerösterreichischen Leitung Tauern-Weißenbach etwas seltener als 2018 auf.

Einen Rückgang in der Engpasshäufigkeit weisen ebenfalls die AT-DE Kuppelleitungen im Raum St. Peter auf, welcher sich v.a. durch die veränderte Marktsituation mit einem höheren Handelsaldo von Österreich begründet. In Bild 5.3 ist der Leistungsfluss an der AT-DE Grenze im Raum St. Peter als Dauerlinie für die Jahre 2018 und 2022 dargestellt. Die Berechnungsergebnisse lassen in der Abbildung einen Rückgang des Flusses von Deutschland nach Österreich sowohl in der

²⁸ Im Betrachtungszeitraum 2022/2023 steht die Abweigertüchtigung der Donauschiene noch aus und wurde daher nicht berücksichtigt. Nach Umsetzung dieser ist ein Rückgang der (n-1)-Auslastungen auf der Donauschiene zu erwarten.

Häufigkeit als auch in der Höhe erkennen. Während 2018 der Fluss noch in der deutlich überwiegenderen Zahl der Netznutzungsfälle von Deutschland nach Österreich gerichtet (Import) war, kommt dies 2022 nur noch in etwa 40% der Netznutzungsfälle vor.

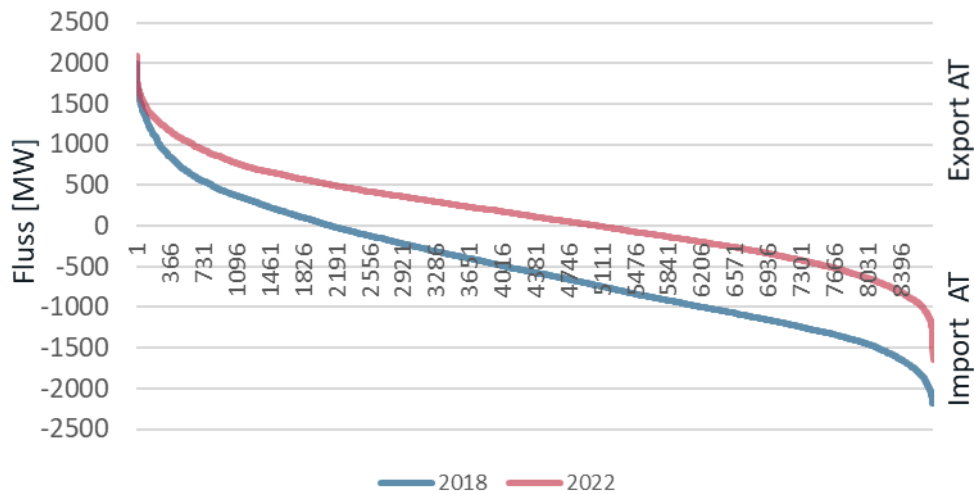


Bild 5.3 Grenzfluss AT-DE im Raum St. Peter

Ein wesentlicher Treiber für diese Flussminderung- und Flussumkehr an der Grenze zu Deutschland im Raum St. Peter ist neben der höheren EE-Einspeisung v.a. der höhere marktbasiertere Einsatz thermischer Kraftwerke in AT (s. Kapitel 4), welche sich geografisch im Osten von Österreich befinden.

5.3 Auswahl der Netzsituationen für die Detailanalysen

Die Jahressimulation erlaubt einen Überblick über die zukünftig zu erwartende Netzsituationen. Für die Ableitung des MbL und schließlich des Netzreservebedarfs sind weitere Einflussfaktoren zu berücksichtigen. Dies erfolgt im Rahmen von Detailanalysen für deren Durchführung zunächst relevante Netzsituationen bzw. Netznutzungsfälle auszuwählen sind.

Geographisch bezieht sich der MbL auf den Bereich Ost-Österreichs und ggf. unmittelbar angrenzende Regionen im östlichen Ausland. Durch Leistungserhöhung von Erzeugern bzw. Reduktion des Bezugs flexibler Verbraucher in diesen Regionen können Engpässe in West-Ost sowie Nord-Süd Richtung behoben werden. Deshalb werden in der Folge Situationen mit West-Ost- und Nord-Süd-Engpässen aus dem Jahreslauf näher betrachtet. Bei der Auswahl der kritischen Situationen ist auch zu berücksichtigen, wieviel Engpass-reduzierende thermische Erzeugungsleistung in Österreich gemäß den Ergebnissen der Marktsimulation bereits einspeist. Würden diese Kraftwerke nicht einspeisen, insbesondere aufgrund beabsichtigter temporärer oder endgültiger Stilllegungen, so würde sich die Engpasssituation entsprechend verschärfen und sich der Redispatchbedarf erhöhen.

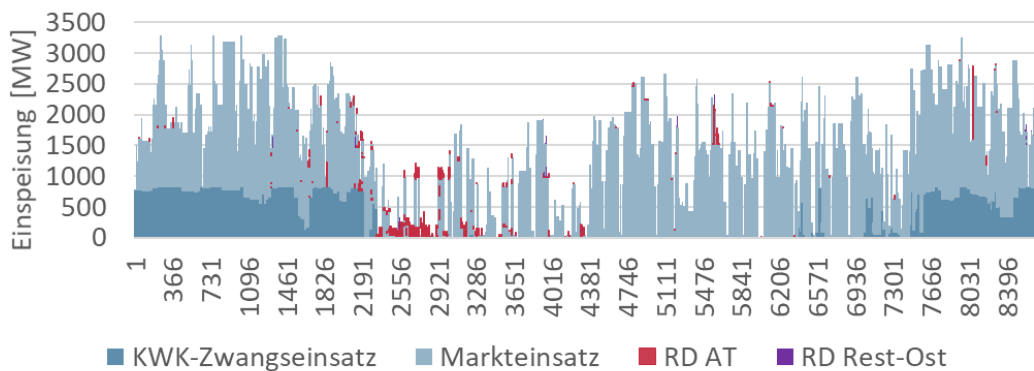


Bild 5.4 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und von RD-Kraftwerken östlich von Österreich

Bild 5.4 zeigt den Einsatz der österreichischen, thermischen Kraftwerke im Jahreslauf nach dem Schritt der Redispatch-Simulation als Teil der Jahressimulation. Auffällig ist, dass in vielen Netznutzungsfällen des Jahreslaufs bereits eine hohe Einspeisung der thermischen Kraftwerke aufgrund von marktbasierten Einsätzen sowie durch den wärmebedarfsgetriebenen Betrieb der KWK-Anlagen gegeben ist. Diese Einsätze haben bereits einen entlastenden Effekt auf die historisch bekannten Netzengpässe auf den Grenzkuppelleitungen in St. Peter in Importrichtung und der Leitung Tauern-Weißenbach in West-Ost-Richtung. Trotz dieses relativ hohen marktbasierten Einsatzes österreichischer Kraftwerke treten in der Simulation weiterhin Situationen auf, in denen Leitungsüberlastungen nur durch den Abruf zusätzlicher positiver Redispatch Leistung²⁹ in Ost-Österreich oder der nahen Grenzregion beseitigt werden können.

Um nun die für den Netzreservebedarf relevanten kritischen Situationen zu identifizieren, wird ein Filterkriterium für die (n-1)-Auslastung der kritischen Netzelemente definiert. Demgemäß werden Netznutzungsfälle aus dem Jahreslauf gefiltert in denen trotz hoher Einspeisung in Ost-Österreich (und dessen entlastender Wirkung auf Netzengpässe) kritische Auslastungen auf engpassbehafteten Leitungen in der West-Ost- bzw. Nord-Süd-Lastflussrichtung auftreten. Dieses Filterkriterium umfasst die Leitungen:

- Grenzleitungen Deutschland - St. Peter: alle vier 220-kV-Systeme in Importrichtung
- Tauern-Weißenbach: beide 220-kV-Systeme in West-Ost-Richtung
- Inntalschiene: 220-kV-Systeme in West-Ost-Richtung
- Donauschiene: alle 220-kV-Systeme von St. Peter bis Ernsthofen in West-Ost-Richtung

²⁹ Im Folgenden wird vereinfachend teils von der Erhöhung von Erzeugungsleistung gesprochen. Die Absenkung des Strombezugs von flexiblen Verbraucher ist ebenso möglich und dementsprechend ebenso umfasst.

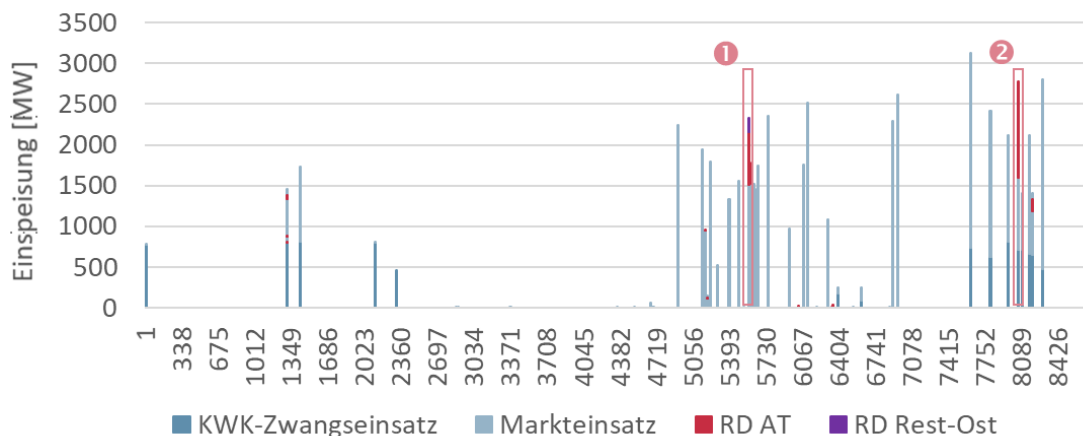


Bild 5.5 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und RD-Kraftwerken östlich von Österreich mit Filterkriterium

In Bild 5.5 wird der Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke nach Redispatch dargestellt, sofern zumindest eine der oben genannten Leitungen eine (n-1)-Auslastung von mindestens 90 % in der genannten Richtung aufweist. Bei den in der Marktsimulation zugrunde gelegten Wetterbedingungen bzw. den daraus resultierenden Last-, Laufwasser- und sonstigen EE-Zeitreihen treten kritische Auslastungen vermehrt im (Spät-)Sommer und im Winter auf. Im Zuge der weiteren Analysen konnten dabei zwei typische Engpasssituationen identifiziert werden, nämlich einerseits Überlastungen der Grenze zu Deutschland im Raum St. Peter durch Nord-Süd-Leistungsflüsse sowie andererseits Überlastungen in Zentralösterreich durch West-Ost-Leistungsflüsse. Stellvertretend für diese Situationen, denen nahezu alle in Bild 5.4 dargestellten Zeitpunkte mit kritischen Netzbelastungen zugeordnet werden können, werden die beiden markierten Fälle in den Detailanalysen in ihrer Charakteristik vorgestellt und näher untersucht.

In den Abschnitten 5.4.1 und 5.4.2 erfolgt zunächst eine detaillierte Beschreibung der Situationen. Die Ergebnisse der Detailanalysen unter Berücksichtigung der oben erläuterten Einflussfaktoren werden im Anschluss daran dargestellt. Hieraus wird sodann der MBL abgeleitet.

5.3.1 Ausgewählter Basisfall Sommer

In Bild 5.6 sind die Nettositionen der Länder und die simulierten physikalischen Flüsse vor Redispatch für den Sommerfall dargestellt. In der Abbildung repräsentiert die Richtung der Pfeile die Leistungsflussrichtung und die Breite der Pfeile die Höhe des Leistungsflusses zwischen den jeweiligen Ländern.

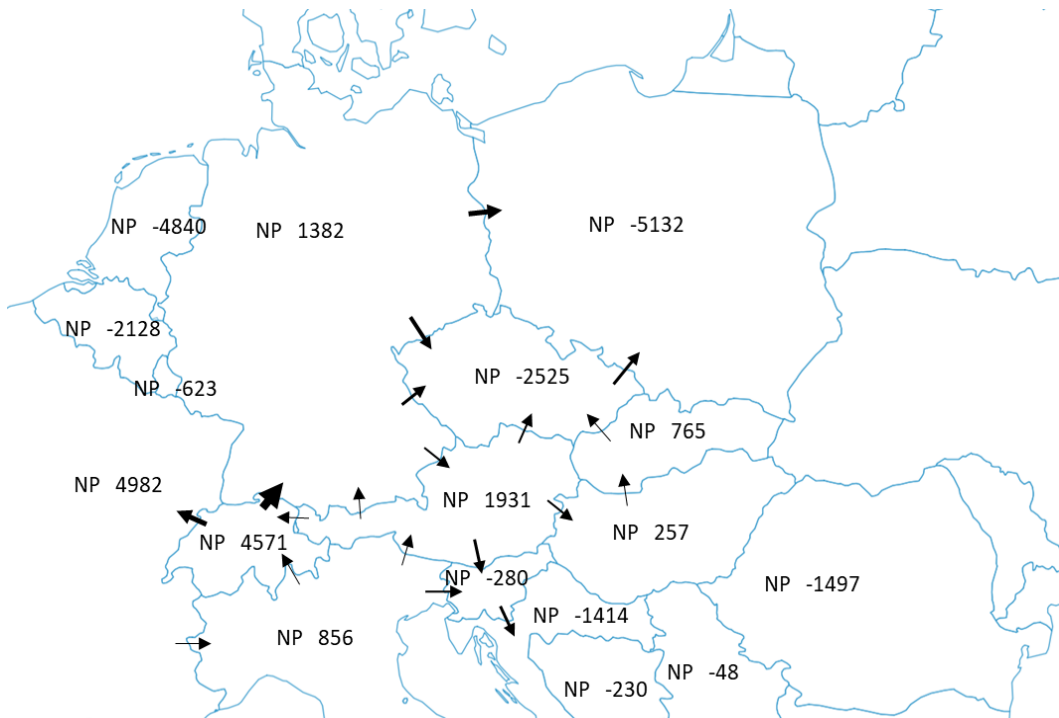


Bild 5.6 Nettositionen und physikalischen Flüsse vor Redispatch im Sommerfall

Im ausgewählten Sommerfall weist Österreich einen positiven Saldo – d.h. einen Export – von ca. 2 GW auf. Der Export Österreichs ist neben dem Einsatz thermischer Kraftwerke und der PV Einspeisung (1,4 GW bzw. 50% der installierten PV-Leistung) vor allem auf den Einsatz von Pumpspeicher- und Schwellkraftwerken zurückzuführen. Der Einsatz von Pumpspeicher- und Schwellkraftwerken beträgt in Summe ca. 5 GW, bzw. 80% der installierten Kapazität. Auch Frankreich und die westlichen Anrainerstaaten von Österreich exportieren. Insbesondere die Schweiz weist durch ihre hydraulischen Anlagen in dieser Situation einen hohen Export auf. Polen, Tschechien und Südosteuropa importieren in der Mehrzahl; insbesondere Polen (-5,1 GW) und Rumänien (-1,5 GW) weisen vergleichsweise hohe Importe auf. Dadurch ergibt sich ein überregionaler West-Ost-Fluss auf europäischer Ebene, dessen Verlauf durch die abgebildeten Pfeile dargestellt ist, und der v.a. auch das Netzgebiet von AT betrifft.

Die linke Grafik in Bild 5.6 zeigt für den Sommerfall die (n-1)-Auslastungen der Leitungen vor Redispatch. Es ist zu erkennen, dass die Leitungen im Zentrum Österreichs von Tauern über Weißenbach bis Ternitz in West-Ost-Richtung engpassbehaftet, bzw. hoch ausgelastet sind, insbesondere die Leitung Tauern-Weißenbach, östlich der Speicherkraftwerke, ist sehr stark überlastet. Zudem ist die Leitung Tauern-Salzburg in Süd-Nord Richtung überlastet und es treten auch West-Ost-Engpässe auf den Leitungen zwischen den Standorten Lienz und Obersielach auf.

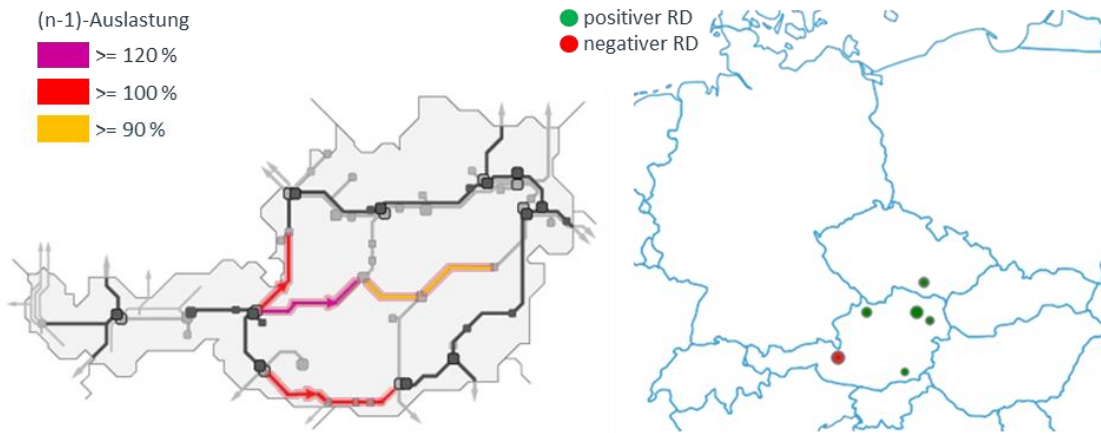


Bild 5.7 (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und durchgeführte Redispatchmaßnahmen im Sommerfall

Die rechte Grafik in Bild 5.7 stellt den Redispatcheinsatz zur Beseitigung der vorliegenden Engpässe dar. Es werden Kraftwerke im Osten hoch- und im Westen heruntergefahren. Um den Lastfluss an den Grenzleitungen bei St. Peter zu vergleichmäßigen ist ein netztopologischer Sonderschaltzustand zur Impedanzerhöhung des Systems 258 implementiert. Aufgrund der geografischen Lage der Kraftwerke und der vorliegenden Engpässe wird der positive Redispatch nahezu vollständig von thermischen Kraftwerken im Osten und der negative Redispatch von den hydraulischen Kraftwerken im Westen erbracht. Da in diesem Netznutzungsfall das verfügbare Redispatchpotential thermischer Kraftwerke in Österreich nicht zur vollständigen Beseitigung der Engpässe ausreicht (modellbedingt befindet sich ein Teil des Kraftwerksparks in Revision), sind auch Einsätze von Kraftwerken im netztechnisch wirksamen Teil Tschechiens mit einem positiven Redispatchbeitrag [REDACTED] erforderlich. Für die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist ein Redispatcheinsatz von thermischen Kraftwerken im Osten Österreichs in Höhe von 640 MW erforderlich. Zusammen mit dem marktbasieren thermischen Kraftwerkeinsatz in Höhe von 1,5 GW und dem Redispatch im Ausland unter Berücksichtigung des Wirksamkeitsunterschieds ergibt sich somit für den Basisfall Sommer ein Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung in Österreich in Höhe von 2.275 MW, um eine sichere und zuverlässige Versorgung zu gewährleisten (s. Tabelle 5.1).

Einsatz [MW]	thermische Kraftwerke
Markt AT	1.510
pos. RD AT	640
pos. RD nahe Grenzregion ³⁰	125
Summe Einsatz flexible Leistung	2.275

Tabelle 5.1: Markt- und Redispatchbedingter Einsatz von Kraftwerken im Osten im Sommerfall

³⁰ [REDACTED]

5.3.2 Ausgewählter Basisfall Winter

In Bild 5.8 sind die Nettositionen der Länder und die physikalischen Flüsse vor Redispatch für den Winterfall dargestellt. Im Gegensatz zum Sommerfall weist AT einen hohen Import in Höhe von rund 4,4 GW auf. Das ist unter anderem auf die geringe Einspeisung der dargebotsabhängigen EE-Erzeugung in Österreich zurückzuführen. Da Deutschland, mit einer Einspeisung aus Windkraft von ca. 35 GW, bzw. 48% der installierten Leistung, in dieser Situation mit 11 GW stark exportiert, wird ein wesentlicher Teil des österreichischen Strombedarfs aus Deutschland gedeckt. Auch die Schweiz weist einen hohen Import in Höhe von 3,1 GW auf, welcher zu einem wesentlichen Teil durch Exporte aus Frankreich gedeckt wird. Die östlichen und südlichen Anrainerstaaten von AT sind bis auf Slowenien ebenfalls Importeure. Auf europäischer Ebene ist insgesamt ein vorwiegend Nord-Süd gerichteter Fluss zu beobachten.

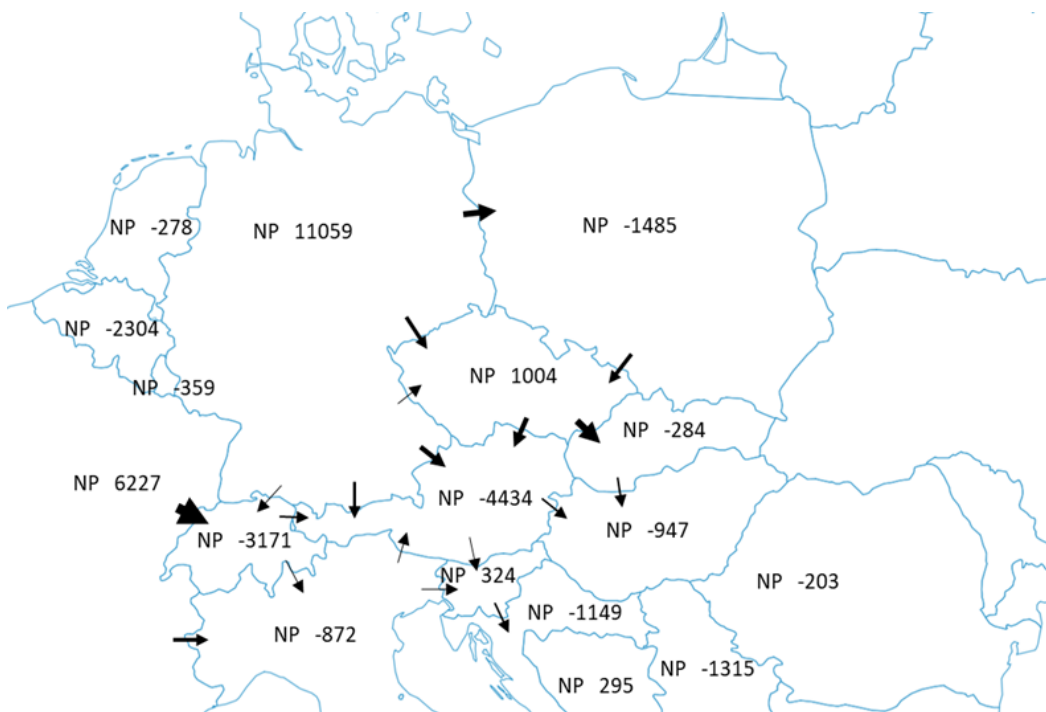


Bild 5.8 Nettositionen und physikalischen Flüsse vor Redispatch im Winterfall

Analog zum oben vorgestellten Sommerfall zeigt Bild 5.9 die (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und den erforderlichen Redispatcheinsatz der Kraftwerke für den Winterfall. Es ist zu erkennen, dass die Kuppelleitungen zwischen Österreich und Deutschland im Raum St. Peter im (n-1)-Fall Überlastungen von bis zu 125% aufweisen.

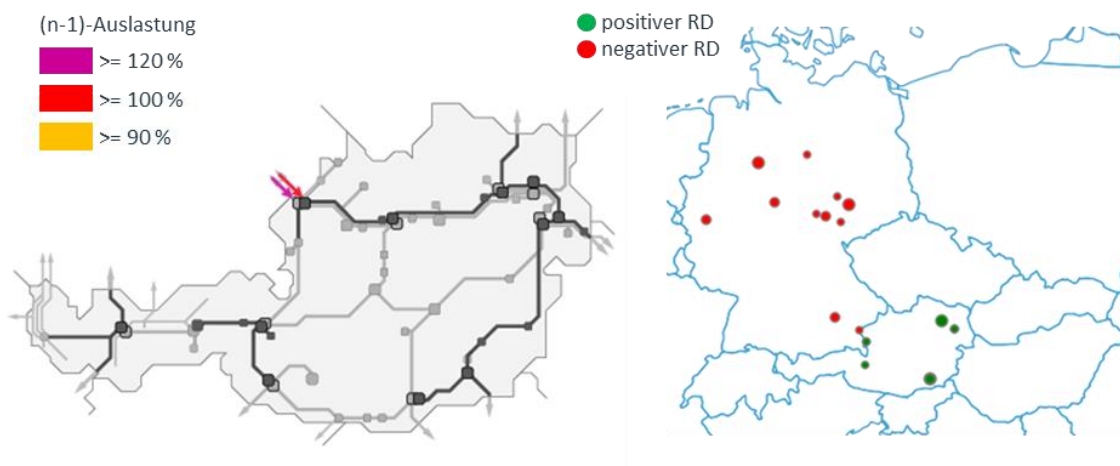


Bild 5.9 (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und durchgeführte Redispatchmaßnahmen im Winterfall

Zur Beseitigung dieser Engpässe und damit zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit wird die Leitung 258 in Richtung Salzburg verlängert, um eine gleichmäßigere Verteilung zwischen den Leitungen in St. Peter zu erreichen. Nach netztechnischen Maßnahmen ist ein positiver Redispatch in Höhe von 1.265 MW in Österreich erforderlich. Davon kommt der überwiegende Anteil aus thermischen Kraftwerken (1.190 MW) und nur ein kleiner Redispatchbeitrag in Höhe von rd. 75 MW wird von hydraulischen Kraftwerken geleistet (siehe Tabelle 5.2)³¹. Dies ist auf die geografisch günstigere Lage der thermischen Kraftwerke und damit auf die Wirksamkeit dieser Kraftwerke auf den Engpass an den AT-DE Kuppelleitungen im Raum St. Peter zurückzuführen. Zusammen mit dem marktbasierter Einsatz thermischer Kraftwerke in Höhe von 1,6 GW beträgt der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung im Basisfall der Jahressimulation 2.785 MW, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

Einsatz [MW]	thermische Kraftwerke
Markt AT	1.595
pos. RD AT	1.190
pos. RD nahe Grenzregion	0
Summe Einsatz flexible Leistung	2.785

Tabelle 5.2: Markt- und Redispatchbedingter Einsatz von Kraftwerken in AT im Winterfall

³¹ In den Detailanalysen (siehe 5.4) wird untersucht, ob ein Teil des thermischen Redispatch durch hydraulischen Redispatch ersetzt werden kann.

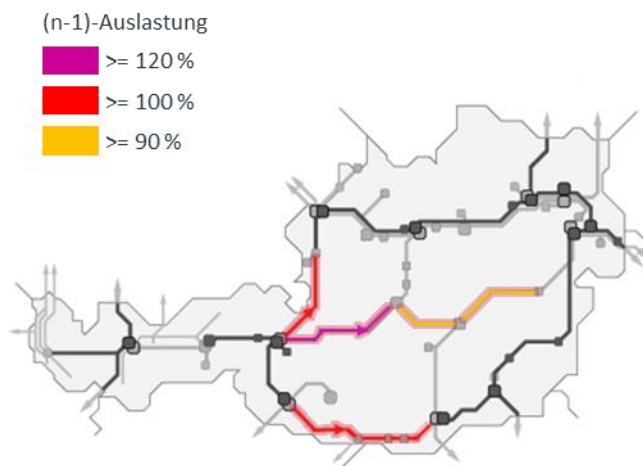
5.4 Ergebnisse der Detailanalysen und Feststellung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (M_{BL})

Für die Ableitung des Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (M_{BL}) ist die Betrachtung von Detailanalysen entsprechend 5.1 für die ausgewählten Fälle aus dem Jahreslauf erforderlich. Die Ergebnisse dieser Analysen sind im Folgenden sowohl für den oben beschriebenen Sommer- wie auch den Winterfall beschrieben. Der Abschnitt schließt mit einer zusammenfassenden Darstellung der Detailanalysen für beide Fälle.

5.4.1 Detailanalysen – Sommerfall

Für die Detailanalysen ist unter Berücksichtigung der konkret ausgewählten Situationen zunächst festzulegen, welche der oben beschriebenen grundsätzlich relevanten Einflussfaktoren einzubeziehen sind.

Die Eigenschaften des als potentiell auslegungsrelevant identifizierten Sommerfalls sind in Bild 5.10 zusammengefasst. Er ist charakterisiert durch West-Ost-Überlastungen auf österreichischen Leitungen, insbesondere auf den Leitungen Tauern-Weißbach und Tauern-Salzburg. Weitere hohe Belastungen treten zudem auf den 220-kV-Leitungszügen Weißbach-Hessenberg, Ternitz sowie Lienz-Obersielach auf. Zur Behebung der Überlastungen ist zusätzlich zum bereits marktbasierend erfolgtem Einsatz thermischer Kraftwerke zusätzlicher positiver Redispatch im Osten Österreichs bzw. in netztechnisch wirksamen Regionen des umliegenden Auslands erforderlich. Der äquivalente negative Redispatch zum Bilanzgleich erfolgt in den österreichischen Speicherkraftwerken. In Summe ist der Einsatz von 2.275 MW flexibler Leistung in einer netztechnisch geeigneten Region erforderlich, um unter den Basisannahmen des Jahreslaufs einen sicheren Netzzustand zu erlangen.



Einsatz [MW]	thermische Kraftwerke
Markt AT	1.510
pos. RD AT	640
pos. RD nahe Grenzregion	125
Summe Einsatz flexible Leistung	2.275

Bild 5.10 Zusammenfassung des Sommerfalls (Basisfall)

Nachfolgende Tabelle 5.3 zeigt und begründet, welche der in Abschnitt 5.1 hergeleiteten Einflussfaktoren für den M_{BL} im Sommerfall grundsätzlich relevant sind und damit untersucht werden müssen.

Einflussfaktor	Relevanz	Begründung
Freischaltung der Deutschlandleitung	nein	Der Einflussfaktor ist nur relevant, wenn Kuppelleitungen im Raum St. Peter im betrachteten Fall überlastet sind; dies ist Sommerfall nicht gegeben, sodass eine Freischaltung der Deutschlandleitung keinen wesentlichen Einfluss auf den Bedarf hätte
Freischaltung der Salzburgleitung	ja	Ein Einfluss ist zu erwarten, wobei auch Rückwirkungen auf die FB-Domain und damit das Marktergebnis zu betrachten sind.
Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB	nein	Voruntersuchungen zur Freischaltung der als repräsentativ ausgewählten Leitung Slavetice-Dasny haben nur einen geringen Einfluss auf den Redispatchbedarf ergeben, so dass auf diese Detailanalyse verzichtet werden kann.
Absenkung von deutscher PV-Erzeugung in Grenznähe	nein	Die PV-Absenkung in Grenznähe ist nur bei Überlastungen im Bereich St. Peter eine wirksame Maßnahme und daher im Sommerfall nicht relevant.
Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken	nein	Der verstärkte Einsatz von hydraulischen Kraftwerken kommt bei innerösterreichischen West-Ost-Engpässen nicht in Frage, da diese Engpässe durch Leistungserhöhung von hydraulischen Kraftwerke noch verschärft würden.
Einsatz marktbasierend verfügbarer ausländischer Kraftwerke im östlichen Ausland	ja	Ausländische Kraftwerke können [REDACTED] eingesetzt werden. [REDACTED]

Tabelle 5.3 Festlegung der für den Sommerfall relevanten Einflussfaktoren für die Detailanalysen

Fall / Einflussfaktor	MbL bzw. Delta MbL [MW]	Erläuterung
Basisfall	2.275	
Freischaltung der Salzburgleitung	+165	Die Freischaltung der Salzburgleitung mit entsprechender Anpassung der FB-Domain und Neuberechnung der Marktsimulation zeigt aufgrund der geänderten Marktsituationen einen erhöhten Redispatchbedarf. Insofern ist diese Situation mit Freischaltung auslegungsrelevant.
Einsatz marktbasierend verfügbarer ausländischer Kraftwerke im östlichen Ausland	-125	[REDACTED]
Vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	2.315	

Tabelle 5.4 Ergebnisse der Detailanalysen für den Sommerfall und resultierender vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (vorläufiger MbL)

Die quantitativen Ergebnisse der Detailanalysen sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst. Ausgehend vom MbL im Basisfall, werden die sich aus den relevanten Einflussfaktoren gemäß Tabelle 5.3 ergebenden zusätzlichen bzw. verringerten Bedarfsmengen dargestellt.

Der festgestellte vorläufige MbL für den Sommerfall in Höhe von 2.315 MW geht als Eingangsgröße für die Ableitung des Netzreservebedarfs in Abschnitt 6 ein.

5.4.2 Detailanalysen – Winterfall

Für die Detailanalysen ist unter Berücksichtigung der konkret ausgewählten Situationen zunächst festzulegen, welche der in Kapitel 5.1 beschriebenen grundsätzlich relevanten Einflussfaktoren einzubeziehen sind.

Die Eigenschaften des als potentiell auslegungsrelevant identifizierten Winterfalls sind in Bild 5.11 zusammengefasst. Er ist charakterisiert durch Überlastungen auf den deutsch-österreichischen Kuppelleitungen im Raum St. Peter. Zur Behebung der Überlastungen ist zusätzlich zum bereits marktbasierend erfolgten Einsatz thermischer Kraftwerke zusätzlicher positiver Redispatch-Leistung im Osten Österreichs erforderlich. In Summe ist der Einsatz von rd. 2.785 MW an flexibler Leistung in einer netztechnisch geeigneten Region erforderlich, um unter den Basisannahmen des Jahreslaufs einen sicheren Netzzustand zu erlangen.

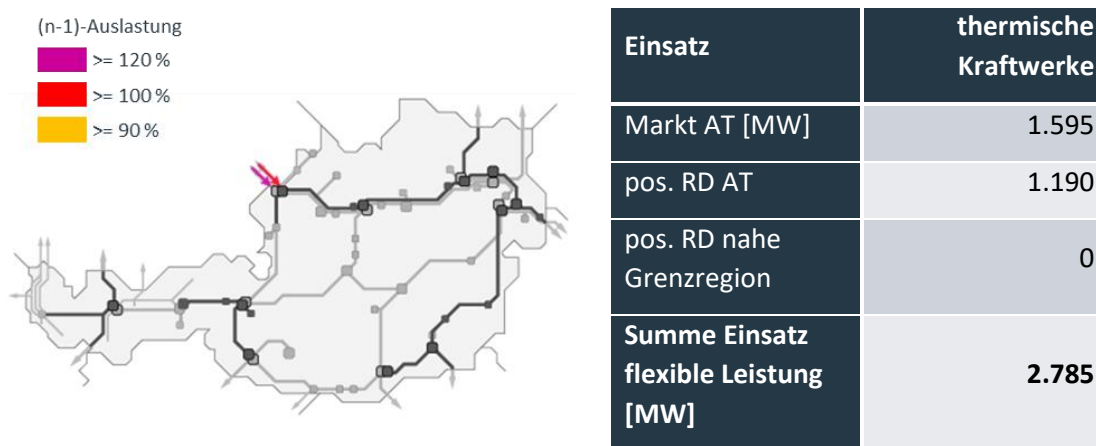


Bild 5.11 Zusammenfassung des Winterfall (Basisfall)

Nachfolgende Tabelle 5.5 zeigt und begründet, welche der in Abschnitt 5.1 hergeleiteten Einflussfaktoren für den MbL, im Winterfall grundsätzlich relevant sind und damit im Rahmen der Detailanalyse untersucht werden müssen.

Einflussfaktor	Relevanz	Begründung
Freischaltung der Deutschlandleitung	ja	Der Einflussfaktor ist relevant, wenn Kuppelleitungen im Raum St. Peter im betrachteten Fall überlastet sind; dies ist Winterfall gegeben.
Freischaltung der Salzburgleitung	ja	Ein Einfluss ist aufgrund der Rückwirkungen auf die FB-Domain und damit das Marktergebnis nicht auszuschließen und daher zu bewerten.
Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB	ja	Ein Einfluss ist zu erwarten, wobei auch Rückwirkungen auf FB-Domain und damit das Marktergebnis zu betrachten sind.
Absenkung von deutscher PV-Erzeugung in Grenznähe	nein	In dieser Situation (Winter-Morgen-Stunde) liegt keine relevante PV-Erzeugung vor.

Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken	ja	Eine bedarfsmindernde Wirkung ist möglich und daher zu bewerten.
Einsatz marktbasierter verfügbarer ausländischer Kraftwerke im östlichen Ausland	ja	Ausländische Kraftwerke können [redacted] eingesetzt werden. [redacted]

Tabelle 5.5 Festlegung der für den Winterfall relevanten Einflussfaktoren für die Detailanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Detailanalysen sind in Tabelle 5.6 zusammengefasst. Ausgehend vom MbL im Basisfall werden die sich aus den relevanten Einflussfaktoren gemäß 5.1 ergebenden zusätzlichen bzw. verringerten Bedarfsmengen dargestellt. Zu beachten ist, dass von den betrachtenden Freischaltungen nur diejenigen als bedarfserhöhend anzusetzen ist, die den größten Einfluss erwarten lässt und nicht alle Wirkungen in Summe, da eine gleichzeitige Freischaltung mehrerer potentiell kritischer Netzelemente nicht zu erwarten ist.

Fall / Einflussfaktor	MbL bzw. Delta MbL [MW]	Erläuterung
Basisfall	2.785	
Freischaltung der Deutschlandleitung	Nicht Bedarfsdimensionierend (+ 285 MW)	Bei Freischaltung der Deutschlandleitung erhöht sich unter Berücksichtigung der Rückwirkungen auf das Marktergebnis (mit LTA DE/AT 3,9 GW) der MbL auf 3.070 MW.
Freischaltung der Salzburgleitung	0	Die Freischaltung der Salzburgleitung mit entsprechender Anpassung der FB-Domain und Neuberechnung der Marktsimulation zeigt aufgrund der geänderten Marktsituationen keinen erhöhten Redispatchbedarf. Insofern ist diese Situation mit Freischaltung nicht dimensionierend.
Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB	+ 470 MW	Bei Freischaltung der Leitung Slavetice-Dasny erhöht sich unter Berücksichtigung der Rückwirkungen auf das Marktergebnis der MbL auf 3.255 MW.
Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken	- 540 MW	Das Ergebnis der Netzanalyse bei Substitution von thermischen Kraftwerken durch hydraulische Kraftwerke entsprechend oben erläuterten Vorgehen zeigt ein Substitutionspotential von 540 MW.
Einsatz marktbasierter verfügbarer ausländischer Kraftwerke (östliche Nachbarn)	- 125 MW	[redacted]
Vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	2.590	

Tabelle 5.6 Ergebnisse der Detailanalysen für den Winterfall und resultierender vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (vorläufiger MbL)



Der festgestellte vorläufige MBL für den Winterfall in Höhe von 2.590 MW geht zusammen mit jenem für den Sommerfall als Eingangsgrößen für die Ableitung des Netzreservebedarfs im Abschnitt 6 ein.

5.4.3 Erhöhung der Mindestkapazitätsgaben

Wie in Kapitel 3 erläutert, wurden die Annahmen für die Jahressimulation auf das Jahr 2022 fokussiert, da es in der Mitte des Betrachtungszeitraumes dieser Systemanalyse liegt und für den gesamten Betrachtungszeitraum repräsentativ ist. Diese Feststellung gilt mit der Einschränkung, dass mit Jahreswechsel 2022 auf 2023 die dem Stromhandel zur Verfügung zu stellenden Mindestkapazitäten entsprechend den nationalen Aktionsplänen um einen weiteren Schritt zu erhöhen sind.

Um diesen Aspekt zu adressieren und in weiterer Folge zu einer belastbaren Aussage zum MBL für das Kalenderjahr 2023 zu gelangen, wurde in den Detailanalysen im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung überprüft, wie sich diese Erhöhung der minMACZT-Vorgaben auf die Netzsituation auswirkt. Dazu wurde eine Neuberechnung der Flow-Based Domain unter den gesteigerten minMACZT-Vorgaben durchgeführt und auf Basis dessen ein neues Marktergebnis sowie eine Netzanalyse der kritischen Situationen durchgeführt. Analog zu der in 5.4.1 und 5.4.2 beschriebenen Vorgehensweise und unter Berücksichtigung der dort genannten Einflussfaktoren, wurde daraus die Auswirkung der Kapazitätsänderung auf den Redispatchbedarf und damit den vorläufigen MBL bestimmt.



Nachfolgend ist deshalb die Ermittlung des MBL und des Netzreservebedarfs für das erste und zweite Jahr getrennt ausgeführt.

6 Ableitung des Netzreservebedarfs

In diesem abschließenden Teil der Systemanalyse wird überprüft, inwiefern der im Zuge der Simulationsrechnungen identifizierte vorläufige Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung über die marktbedingt verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden kann und in welcher Höhe zusätzlich Netzreserveleistung erforderlich ist, um den sicheren Übertragungsnetzbetrieb zu gewährleisten.

In einem ersten Schritt (Kapitel 6.1.1) sind hierfür weitere Informationen ins Kalkül zu ziehen, welche die tatsächliche Leistungsverfügbarkeit beeinflussen. Dies betrifft insbesondere die Berücksichtigung der Abhängigkeit der Erzeugungsleistung thermischer Kraftwerke von der Außentemperatur sowie der erforderlichen Revisionszeiträume der Kraftwerke. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren wird der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung abschließend festgestellt.

Basierend darauf erfolgt die Ableitung des Netzreservebedarfs in Kapitel 6.1.2 unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010.

6.1.1 Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für den Betrachtungszeitraum Q4 2021 bis Q3 2023

Wie einleitend erläutert, sind die Temperaturabhängigkeit der Kraftwerksleistungen sowie die Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen aufgrund von erforderlichen Revisionszeiträumen zur Bestimmung des MbL noch zu berücksichtigen.

- **Temperaturabhängigkeit:** Die in den Netzsimulationen als vorläufiger MbL ermittelte Leistung ist jene Leistung, die in der jeweiligen Situation gesichert verfügbar sein muss, um die notwendige Netzentlastung tatsächlich gewährleisten zu können. Bei thermischen Kraftwerken sinkt die tatsächlich erbringbare Leistung mit steigender Umgebungstemperatur. Um diesen Effekt zu berücksichtigen sind sowohl die zu erwartenden Temperaturen der relevanten Saisonen, als auch die temperaturabhängige Charakteristik der Kraftwerke heranzuziehen. Für die Sommersaison, in denen mit Temperaturen bis zu 40° zu rechnen ist, ist die erbringbare Leistung der Erzeugungsanlagen entsprechend vermindert anzusetzen. Da sich die Beschaffung der Netzreserve im Falle von thermischen Kraftwerken auf deren Erzeugungsleistung bei 20°C bezieht, ist der ermittelte vorläufige MbL für die Sommersaison, welcher bei Temperaturen von bis zu 40°C sicher erbracht werden muss, auf einen äquivalenten 20°C Wert umzurechnen. Dies erfolgt durch Berücksichtigung eines Leistungsabfalls von 10% im Vergleich zu 20°C, welcher aus den APG bekannten Temperaturkennlinien der österreichischen Kraftwerke abgeleitet wurde. Der vorläufige MbL des Sommerfalls ist somit um 1/90% zu erhöhen.

Während der Wintersaison belaufen sich die zu erwartenden Temperaturen auf bis zu 20°C; daher ist hier keine temperaturbedingten Anpassungen des vorläufigen MbL erforderlich.

- **Revisionen:** Bei der Ableitung des Netzreservebedarfs ist zu berücksichtigen, dass nicht alle Erzeugungsanlagen zu jedem Zeitpunkt durchgehend verfügbar sind. Im Jahresverlauf sind Nichtverfügbarkeiten aufgrund notwendiger Wartungs- und Revisionsarbeiten der flexiblen Anlagen (Kraftwerke, DSM-Anlagen) zu erwarten. Der vorläufige MbL ist allerdings als sicher

verfügbare flexible Leistung definiert. Insofern muss der endgültige MbL berücksichtigen, dass eine bestimmte Leistung bzw. Anzahl an Anlagen zeitweise aufgrund von Revisionen nicht verfügbar sein wird. Die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit von österreichischen thermischen Kraftwerken aufgrund von Revisionen betrug in den letzten Jahren 49 Tage pro Jahr. Für den endgültigen MbL ist daher unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Dauer der revisionsbedingten Nichtverfügbarkeiten zu ermitteln, welche Zusatzleistung erforderlich ist um Revisionen durchführen zu können und die notwendige Flexible Leistung des vorläufigen MbL jederzeit gewährleisten zu können.

Die Ermittlung erfolgt gemäß nachfolgend dargelegter Methodik: Auf Basis der historischen Nichtverfügbarkeiten lässt sich ein Verfügbarkeitsfaktor η (=Verfügbare Tage/365) errechnen, der die mittlere Verfügbarkeit der vorhandenen Leistung darstellt. Das setzt eine gleichmäßige Verteilung aller Nichtverfügbarkeiten über den Zeitraum eines Jahres, bzw. Halbjahres voraus. Davon ausgehend errechnet sich der Mindestbedarf an verfügbarer Leistung durch Division des vorläufigen MbL durch diesen Faktor. Dadurch ist gewährleistet, dass trotz Revisionen der Bedarf durch jene Einheiten gedeckt werden kann, welche sich momentan nicht in Revision befinden. Dieser vereinfachte Ansatz errechnet die theoretische Untergrenze der notwendigen Kapazität, mit welcher diese Vorgabe gerade noch erfüllt werden könnte. Bedingt durch zeitlich diskrete notwendige Revisionszeiträume der technischen Einheiten und diskrete Blockgrößen (teils mehrere 100 MW) der Anlagen lässt sich dieses theoretische Optimum unter den realen Rahmenbedingungen nicht gänzlich erreichen. Detaillierte Planungen unter Berücksichtigung der zeitlichen Diskretisierung und bekannter Blockgrößen haben gezeigt, dass der tatsächlich erforderliche Bedarf um 5% über dem theoretischen Minimum liegt. Dies gilt unter der Annahme, dass APG Einfluss auf die Revisionsplanung der Anlagen im Sinne einer entsprechenden Optimierung im Sinne der obigen Darstellung vornehmen kann.

Unter Berücksichtigung der beiden oben dargestellten Faktoren sind im Rahmen dieser Systemanalyse folgende endgültige Mindestbedarfe an sicher verfügbarer flexibler Leistung festzustellen:

	Winter 2021/22	Sommer 2022	[REDACTED]	[REDACTED]
Vorläufiger MBL	2.590	2.315	[REDACTED]	[REDACTED]
Korrektur auf Leistung bei 20°C	0	+ 255	[REDACTED]	[REDACTED]
Berücksichtigung von revisionsbedingten Nichtverfügbarkeiten	+550	+ 550	[REDACTED]	[REDACTED]
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MBL)	3.140	3.120	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabelle 6.1 Ableitung des endgültigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MBL)

6.1.2 Netzreservebedarf in Abhängigkeit der Stilllegungsanzeigen

Der Netzreservebedarf, d. h. die konkrete im Rahmen der gemäß § 23b ElWOG 2010 in Ausschreibungen zu beschaffende Leistung, wird unter Berücksichtigung der gesetzlich verpflichtenden Stilllegungsanzeigen aus den folgenden Größen abgeleitet:

- die nach Abzug aller, gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 verbindlich angezeigten temporären oder endgültigen Stilllegungen, noch verfügbaren geeigneten Kraftwerks- oder Demand-Side-Management Kapazitäten, mit einer solchen geographischen Lage, dass eine ausreichende Wirksamkeit im Rahmen Engpassmanagement besteht
- der im Rahmen umfassender Analysen gemäß 6.1.1 festgestellte Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL) mit geeigneter geographischer Lage, der erforderlich ist, um Netzengpässe im Verantwortungsbereich der APG sicher und ausreichend zu entlasten

Prinzipdarstellung

Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs

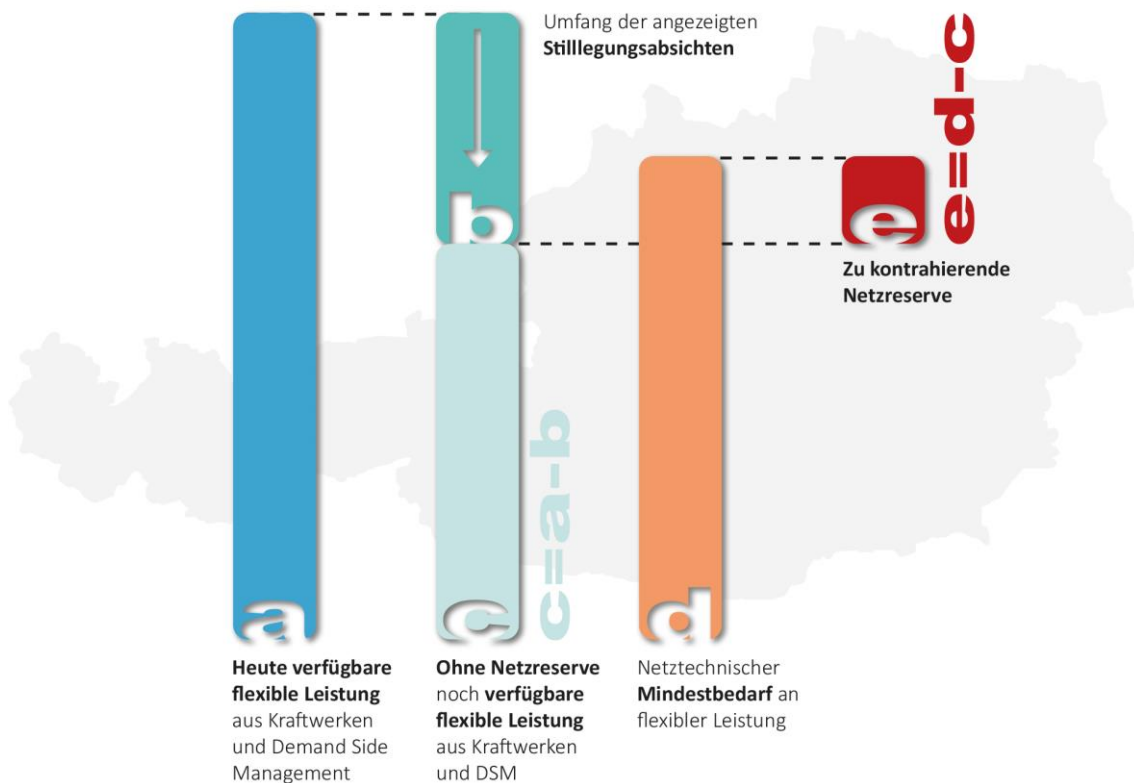


Bild 6.1 Prinzipdarstellung zur Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs aus dem ermittelten Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL)

Die Feststellung der erforderlichen Netzreserve erfolgt gemäß der Prinzipdarstellung in Bild 6.2. Ausgangspunkt ist die in der für die Engpassbehebung relevanten Region installierte geeignete flexible Kapazität zur Leistungserhöhung (**a**) welches APG für den Redispatch grundsätzlich zur Verfügung stünde. Unter Berücksichtigung der von den Kraftwerksbetreibern gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 verpflichtend anzuzeigenden, beabsichtigten Stilllegungen (**b**) lässt sich durch Differenzbetrachtung diejenige Leistung ermitteln, die marktbasierend (ohne Netzreserve), als sicher verfügbares Redispatchpotential angesetzt werden kann (**c**). Dem wird dann der ermittelte

netztechnische Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung MBL (**d**) gegenübergestellt. Ist dieser größer als das marktbasiert verfügbare Potential (also $d > c$), dann besteht Bedarf zur Beschaffung von Netzreserve. Die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve (**e**) ergibt sich als Differenz aus dem berechneten Mindestbedarf (d) und der marktbasiert vorhandenen Leistung (c). Dabei ist zu beachten, dass aufgrund der diskreten Kraftwerksgrößen die tatsächlich kontrahierte Leistung von dem berechneten Wert (e) abweichen kann.

Die zu beschaffende Netzreserve errechnet sich somit als die nicht-negative Differenz aus beiden vorgenannten Größen, also der MBL abzüglich der unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen noch vorhandenen flexiblen Kapazität zur Leistungserhöhung (Erhöhung der Erzeugung oder Verbrauchsreduktion). Im Rahmen der nächsten Systemanalyse ist der Netzreservebedarf im Winter 2022/2023 und Sommer 2023 unter Zugrundelegung der dann vorliegenden Stilllegungsmeldungen erneut zu evaluieren.

	Winter 2021/22	Sommer 2022		
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	3.140	3.120		
Summenleistung der Stilllegungsanzeigen ³²	1.390	3.765		
Verbleibende verfügbare Leistung	2.525	150		
Netzreservebedarf	615	2970		

Tabelle 6.2 Ableitung des Netzreservebedarfs unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen

Als abschließendes Ergebnis dieser Systemanalyse wird der in der Tabelle 6.2 dargelegte Netzreservebedarf für den 2-jährigen Betrachtungszeitraum festgestellt. Dieser ist gemäß den Vorgaben von §23b EIWOG 2010 zu beschaffen, um den sicheren Netzbetrieb in Österreich zu gewährleisten.

³² Summiert wurden alle Stilllegungsanzeigen von Einheiten innerhalb des netztechnisch wirksamen Bereichs für Netzreserve, deren Betriebsbereitschaft zum Erstellungszeitpunkt der Systemanalyse noch gegeben war

ANHANG

Ausführliche Modellbeschreibungen und Annahmen

Modellbeschreibung Marktsimulation

Das im Zuge der Bestimmung des Netzreservebedarfs verwendete Marktsimulationsverfahren beruht auf Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handloptimierung und wurde im Rahmen verschiedener Studien erfolgreich angewandt. Der grundsätzliche Ablauf des Verfahrens ist in *Abbildung 6-1* dargestellt und soll nachfolgend erläutert werden.

Die Eingangsdaten des dargestellten Verfahrens umfassen:

- Maximale Leistung, eingesetzter Primärenergieträger, Typ, Verfügbarkeit, Wärmeverbrauchskurve, Minimalleistung, minimale Betriebs- und Stillstandszeit und Startkosten aller thermischen Kraftwerke.
- Stündliche Zeitreihen der Erzeugung aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie anderer Must-run Erzeugung wie Laufwasser, Windkraft oder Photovoltaik
- Beckengrößen, Zuflüsse, Fallhöhen und Maschinentyp von (Pump-) Speicherkraftwerken sowie Wirkungsgrade für Pumpen und Turbinen.
- Primärenergiepreise sowie Preise für CO₂-Emissionszertifikate
- Definition des Betrachtungsbereichs durch die Vorgabe von Gebotszonen
- Einschränkung der Austauschkapazitäten zwischen Marktgebieten mithilfe von NTC oder flussbasierten Restriktionen
- Stündliche Zeitreihen der Nachfrage nach elektrischer Energie
- Bereitstellende Regelleistung für jedes Marktgebiet
- Stündliche Austauschzeitreihen mit Marktgebieten außerhalb des Simulationsbereiches

Die Ermittlung des europaweiten, kostenminimalen Einsatzes von Kraftwerken und Demand Side Management-Prozessen auf Basis der dargelegten Eingangsdaten stellt eine komplexe Aufgabe dar, die nur mittels mathematischer Optimierungsverfahren gelöst werden kann. Insbesondere aufgrund der Ganzzahligkeitsentscheidungen beim Einsatz thermischer Kraftwerke sowie der zeitlichen Kopplungen hydraulischer Erzeugungsanlagen und Gruppen kann das Problem nicht mithilfe standardisierter mathematischer Verfahren gelöst werden.

Zur Lösung dieses komplexen Optimierungsproblems nutzt das am IAEW entwickelte Marktsimulationsverfahren daher einen mehrstufigen Ansatz. Ausgehend von einer Startlösung, die auf einer linearen Programmierung beruht, aber u. a. eine detaillierte Abbildung flussbasierter Kapazitätsmechanismen ermöglicht, erfolgt die Bestimmung der Ganzzahligkeitsentscheidungen im Rahmen einer Lagrange-Relaxation und –Dekomposition. Diese Zerlegung des Optimierungsproblems im Systembereich erlaubt die Optimierung geeigneter Teilprobleme. Die Koordination der einzelnen Teilprobleme, die jeweils mit spezialisierten Algorithmen gelöst werden können, geschieht mithilfe von sogenannten Lagrange-Multiplikatoren, die die Einhaltung der systemkoppelnden Nebenbedingungen wie Nachfragedeckung und Regelleistungsvorhaltung gewährleisten. Mit der Übernahme der ermittelten Ganzzahligkeitsentscheidungen als Ergebnis dieser Stufe wird in einem weiteren Verfahrensschritt das Restproblem der grenzüberschreitenden

Lastaufteilung unter Berücksichtigung des nun bekannten Betriebszustands aller Erzeugungsanlagen und der vorgegebenen Netzrestriktionen gelöst. Abschließend wird zusätzlich eine grenzkostenbasierte Preisberechnung durchgeführt, wobei durch eine Einpreisung von Anfahrtskosten bzw. vermiedenen Anfahrten die Gebotspreise der Erzeugungsanlagen nachgebildet werden. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht das gewählte Vorgehen.

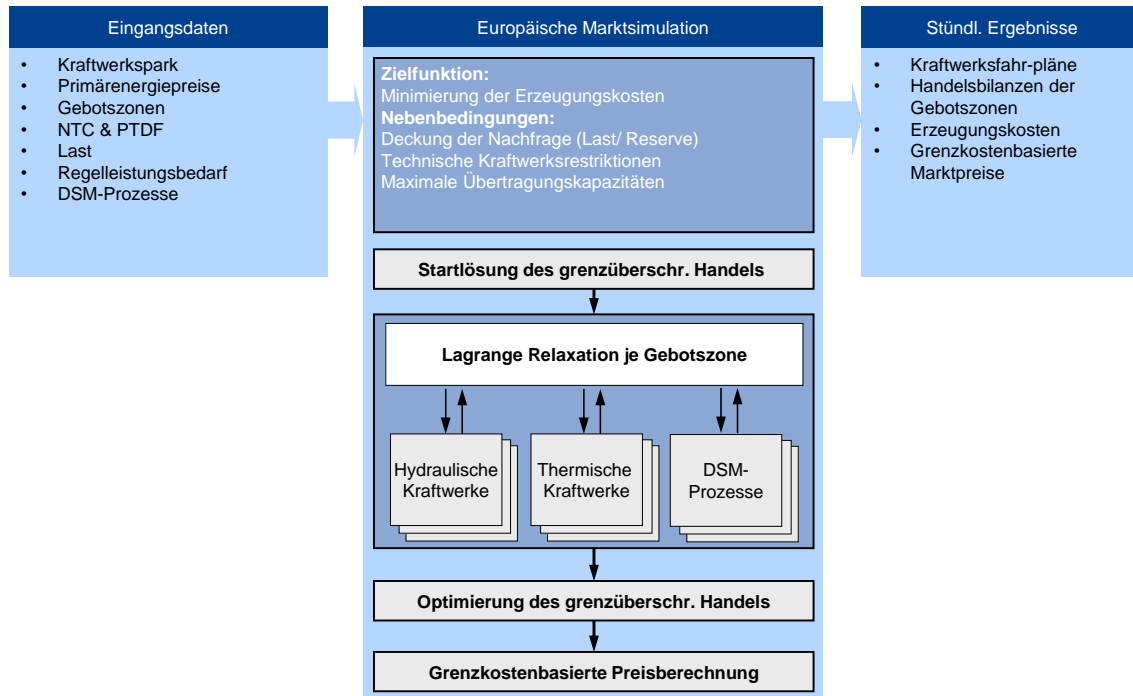


Abbildung 6-1: Verfahrensablauf der Marktsimulation

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind somit unter anderem:

- Der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz
- Die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung und Regelleistungsvorhaltung
- Grenzüberschreitende Im- und Exporte bzw. Handelsbilanzen
- Grenzkostenbasierte Marktpreise für Fahrplanenergie je Gebotszone

Flow-Based Domain Bestimmung

Die wesentlichen Schritte der Bestimmung der Flow-Based Domain sind in Bild 6.3 dargestellt. Zunächst werden auf Basis der NTC-Marktsimulation alle potentiellen CNECs (Critical Network Element (CNE) und Critical Outage (C)) bestimmt. Der Einfluss des interzonalen Handels wird über die zonalen Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) abgeschätzt. Zu diesem Zweck werden zunächst Generation Shift Keys (GSKs) definiert und die nodalen PTDFs auf die potentiellen CNECs bestimmt. Anschließend erfolgt eine Remedial Actions Optimisation (RAO) mit den relevanten Freiheitsgraden der CCR. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der RAO werden die Remaining Available Margins (RAMs) der CNECs berechnet, und das MinMACZT Kriterium entsprechend den Vorgaben aus dem Clean Energy Packages sichergestellt. Unterschreiten die RAMs die vorgeschriebenen Minimal Remaining Available Margins (minRAM), werden diese entsprechend auf Basis der existierenden bzw. angenommenen nationalen Aktionspläne gemäß

den im jeweiligen Zeithorizont erwarteten Margin Available for Cross-Zonal Trade (MACZT) angepasst. Etwaige weitere betriebliche Nebenbedingungen, die nicht über die Betrachtung von CNECs erfasst werden können, werden im Anschluss als External Constraints in die Flow-Based Domain aufgenommen. Abschließend muss auf Basis der aktuellen Flow-Based Domain bestimmt werden, ob langfristig allokierte Handelskontrakte (LTAs) abgebildet werden können. Ist dies nicht der Fall, werden die RAMs der hierfür begrenzenden CNECs in der Flow-Based-Domain erhöht bis alle LTAs eingehalten werden können.

Die so ermittelte Flow-Based Domain geht in die Flow-Based Marktsimulation ein.

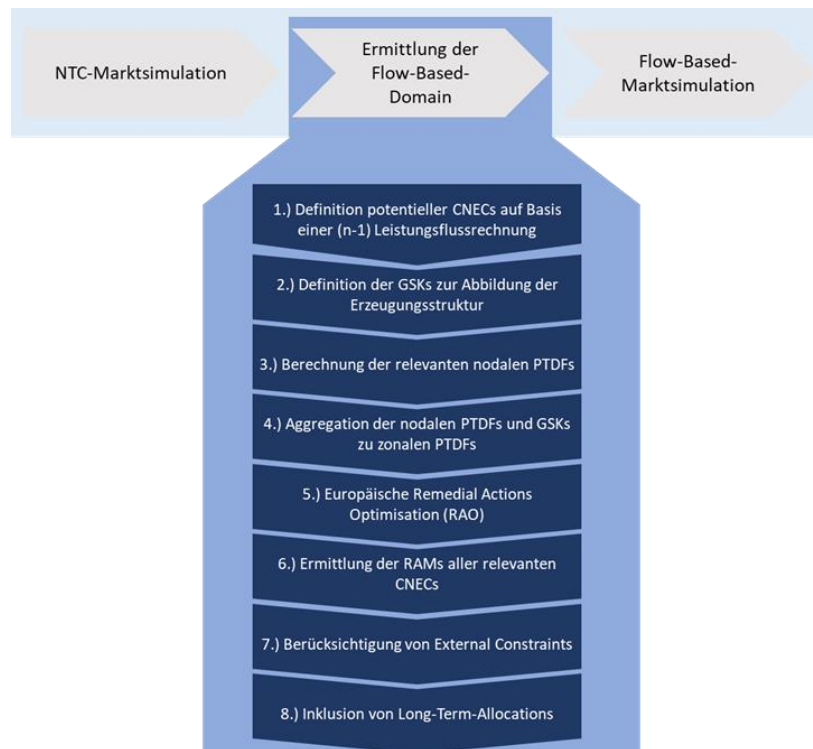


Bild 6.3 Ablauf der Flow-Based Domain Ermittlung

Modellierte Installierte Kraftwerksleistungen in Österreich und Anrainerstaa- ten 2022/23

[GW]	Österreich	Belgien	Schweiz	Tschechien	Deutschland	Frankreich	Ungarn	Niederlande	Polen	Slowenien	Slowakei
Kernkraftwerke	0	4,4	2,2	4,1	6,0	60,5	1,9	0,5	0	0,7	2,8
Braunkohlekraftwerke	0	0	0	5,0	10,5	0	0,8	0	7,6	1,3	0,2
Steinkohlekraftwerke	0,0	0	0	0,3	16,3	2,1	0,0	2,7	12,6	0	0,3
Gaskraftwerke	3,75	5,9	0	1,3	21,9	6,9	2,2	12,1	2,0	0,2	0,7
Ölkraftwerke	0	1,4	0,8	1,6	8,9	2,9	0,9	4,5	6,7	0,1	0,1
Wind	4,00	5,2	0,1	0,4	72,3	21,6	0,3	7,9	6,6	0,0	0,0
Solar	2,80	5,7	3,1	2,5	59,7	16,4	3,9	7,9	1,7	0,3	0,6
Biomasse	0,61	0,8	0	0,9	8,9	3,7	0,3	1,2	0,9	0,0	0,3
Laufwasserkraftwerke	5,69	0,1	4,1	0,3	3,2	14,5	0,0	0,0	0,4	1,1	1,2
Hydraulik Turbinen	6,21	1,3	12,1	1,7	14,3	19,6	0	0	1,7	0,2	0,8
Elektrolyseure	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Thermische Kraftwerksliste AT 2022

Kraftwerk	Technologie/Typ	KWK-Zwangseinsatz
Theiss	Gaskraftwerk	Nein
Linz Süd	Gaskraftwerk	Ja
Linz Mitte 1a	Gaskraftwerk	Ja
Linz Mitte 1b	Gaskraftwerk	Ja
Timelkam	Gaskraftwerk	Nein
Donaustadt	Gaskraftwerk	Ja
Simmering 1	Gaskraftwerk	Ja
Simmering 2	Gaskraftwerk	Nein
Simmering 3	Gaskraftwerk	Ja
Laakirchen	Gaskraftwerk	Ja
HKW Salzburg Mitte	Gaskraftwerk	Ja
FHKW Wels	Gaskraftwerk	Ja
Mellach 110 kV	Gaskraftwerk	Nein
Mellach 380 kV	Gaskraftwerk	Nein

Annahmen zu Primärenergiepreisen

Primärener- gieträger	Preis 2022	Quelle	Einheit
Kernenergie	1,4	IAEW Datenbank	[€/MWh_th]
Braunkohle	1,5	IAEW Datenbank	[€/MWh_th]
Steinkohle	8,4	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
Erdgas	15,9	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
Öl	30,2	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
CO2	25	Future Price January 2020	[€/t CO2]

Berücksichtigte Netzausbauprojekte

Projekt	Land	TYNDP 2018 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetrieb- nahme
UW Tauern: Dritter 380/220-kV-Umspanner	AT	NEP 2019: 18-1	2019
220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Genera- lerneuerung	AT	NEP 2020: 14-2	2020
110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT)	AT	NEP 2020: 14-1	2021
UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	AT	NEP 2020: 15-3	2021
Weinviertelleitung / Netzraum Weinviertel	AT	NEP 2020: 11-8	2021
Umsetzung Thermal Rating bei APG gemäß NEP 4.3.3	AT	-	2020 - 2022
Internal Belgian Backbone West: HTLS upgrade Horta- Mercator	BE	236 - 608	2019
Belgium-Netherlands: Zandvliet-Rilland	BE, NL	262 - 1257	2022
BRABO II + III	BE	297 – 445, 605	2020

Projekt	Land	TYNDP 2018 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetriebnahme
CSE4: Maritsa East 1 (BG) Burgas (BG)	BG	142 - 262	2021
Swiss Roof I: Pradella - LaPunt	CH	264 - 1284	2021
Swiss Ellipse I: Bickingen - Chamson	CH	266 - 1261	2021
ALEGrO	DE, BE	92 - 146	2020
N-S Western DE_section North_1	DE	208 -150	2020
N-S Western DE_section North_1	DE	208 -151	2021
380-kV-grid enhancement between Area Güstrow and Wolmirstedt	DE	240 -1460	2021
DKW-DE, step 3	DK, DE	39 - 144	2020
COBRA cable	DK, NL	71 - 427	2019
Italy-France	FR, IT	21 - 55	2019
FR-BE: Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta HTLS	FR, BE	23 - 60	2021
IFA2	FR, GB	25 - 62	2020
Italy-Montenegro	IT, ME	28 - 70	2019
Central Southern Italy	IT	127 - 86	2022
GerPol Power Bridge I	PL	230 -353	2021
Reinforcements Ring NL phase I	NL	103 - 1560	2018
Reinforcements Ring NL phase I	NL	103 -1488	2020
Upgrade Meeden - Diele	NL, DE	245 - 1246	2019

Projekt	Land	TYNDP 2018 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetrieb- nahme
Norway - Germany, NordLink	NO, DE	37 - 142	2020
Italy-France	FR, IT	21 - 55	2019
Transbalkan Corridor	RS, ME	227 - 1526	2019
Transbalkan Corridor	RS	227 - 1527	2020
Slovenia-Hungary/Croatia interconnection	SI, HU, HR	320 - 1558	2021
New SK-HU intercon. - phase 1	SK	48 - 1500	2020
Thames Estuary Cluster (NEMO-Link)	UK, BE	74 - 443	2019
Eleclink	UK, FR	172 - 1487	2019