

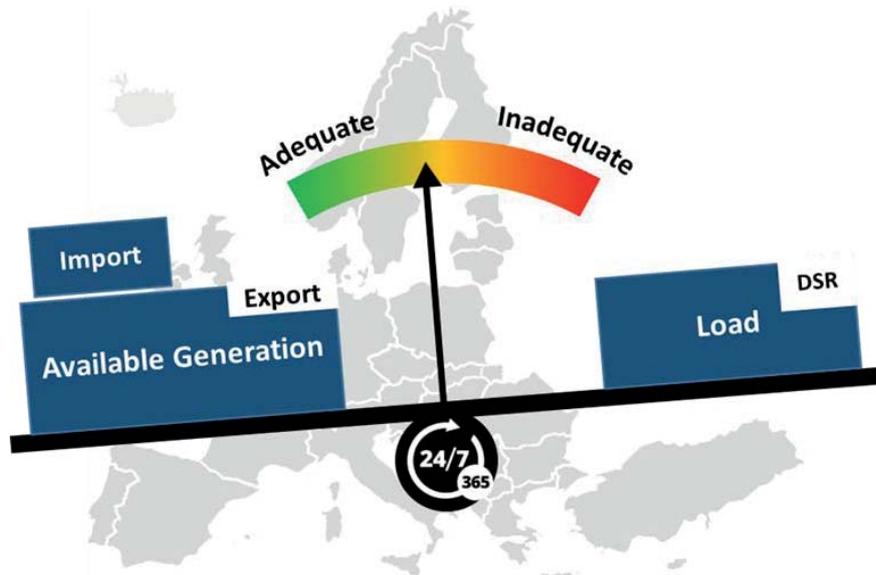
MID-TERM ADEQUACY FORECAST 2017

Johannes Hierzer, Kurt Misak

Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, (0)50320/56345,
johannes.hierzer@apg.at, www.apg.at

Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, (0)50320/56306,
kurt.misak@apg.at, www.apg.at

Kurzfassung: Der Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2017 ist eine europaweite Erhebung der Lastdeckung basierend auf Daten aller ENTSO-E-Mitglieder¹ für die Zeithorizonte 2020 und 2025. Ziel der Analyse ist, zu berechnen, inwieweit der verfügbare Kraftwerkspark zur Deckung der Last ausreicht. Diese Analysen werden europaweit durchgeführt, wobei die Import- und Exportmöglichkeiten zwischen den Ländern auf Basis der Net Transfer Capacities (NTC) berücksichtigt werden. In den letzten Jahren nahm in Europa die Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Primärenergiequellen (Wasser-, Wind- und Solarkraft) immer mehr zu. Des Weiteren wird auch die Last (der Stromverbrauch) in manchen Ländern stark von der Temperatur beeinflusst. Um diesen variierenden Einflüssen Rechnung zu tragen, hat man im MAF 2017 erstmals einen probabilistischen Ansatz gewählt, um die Lastdeckung auch unter extremen Bedingungen berechnen und Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ereignisse treffen zu können. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem Wegfall erheblicher Kapazitäten thermischer Kraftwerke die Wahrscheinlichkeit von Lastunterdeckung in Europa massiv ansteigt.



Keywords: Generation Adequacy, Mid-term Adequacy Forecast, Probabilistik, Lastdeckung

1 Methodischer Ansatz

Als Simulationsmethode wurde das „Monte-Carlo“-Verfahren herangezogen. In diesem probabilistischen Verfahren werden für jedes Land die Eingangsparameter (verfügbare KW-Leistungen, verfügbare grenzüberschreitende Austauschmöglichkeiten) aus einem definierten

¹ ENTSO-E steht für European Network of Transmission Operators

Datenpool zufällig ausgewählt und der zu deckenden Last des jeweiligen Jahres gegenübergestellt.

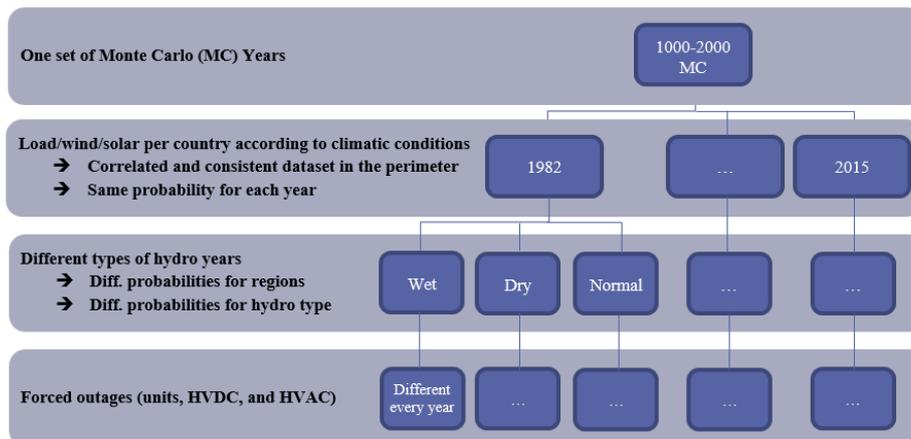


Abbildung: Erforderliche Monte-Carlo-Jahre für zuverlässige Ergebnisse

Harmonisierte Eingangsdaten ermöglichen eine europaweit vergleichbare, wahrscheinlichkeitsorientierte Risikoanalyse in stündlicher Auflösung. Für jede Stunde des zu analysierenden Zeithorizontes wird je nach Modell (es wurden fünf verschiedene Modelle herangezogen) bis zu 2000-mal die Lastdeckungsmöglichkeit für alle beteiligten Länder mit Hilfe eines vereinfachten Marktmodells berechnet.

Diese Analysen werden europaweit durchgeführt, wobei die Import- und Exportmöglichkeiten zwischen den Ländern auf Basis der NTC berücksichtigt werden. Die Ergebnisse werden je Land und Jahr ausgewertet.

1.1 Modell-Eingangsparmeter

Im Rahmen des MAF 2017/TYNDP 2018 kam es erstmalig zu einem gemeinsamen Datensammelprozess. Dabei wurden einerseits Daten von den Übertragungsnetzbetreibern (engl. TSOs) (bottom-up) bereitgestellt sowie andererseits zentral analysierte Daten von der ENTSO-E (top-down) verwendet. Als zentrale Datenbank fungiert die PEMMDB (Pan-European Market Modelling Data Base).

Folgende witterungsabhängige Eingangsparmeter wurden dabei im Rahmen der „Pan European Climate Data Base – PECD 2.0“ der ENTSO-E auf Basis des Klimas der Jahre 1982-2015 für alle Mitgliedsstaaten europaweit zentral berechnet:

- Temperaturabhängige Lastzeitreihen: Diese wurden auf Basis der prognostizierten Gesamtlast und der Basiszeitreihe aus dem Jahr 2007 des jeweiligen TSOs unter der Berücksichtigung von lasterhöhenden Komponenten (z. B. Anzahl elektrischer Fahrzeuge, Wärmepumpen, etc.) berechnet.
- Erzeugungszeitreihen aus Wind- und Solar-Kraftwerken: Hier wurden auf Basis der vom TSO bereitgestellten installierten Leistungen verschiedene Zeitreihen berechnet (unter schlechten Bedingungen das 5%-Perzentil, unter normalen Bedingungen der Median und unter guten Bedingungen das 95%-Perzentil).

Weiters wurde zentral von ENTSO-E auf Basis historischer Werte die Nichtverfügbarkeit von thermischen Kraftwerken und HVDC-Leitungen vorgegeben (Änderungen seitens der TSOs waren möglich). Dabei wird zwischen geplanten Nichtverfügbarkeiten (z. B. Revisionen) und ungeplanten Ausfällen unterschieden, welche sich in einem vorgegebenen Rahmen bewegen.

Eingangsparmeter, welche vom jeweiligen Mitgliedsstaat übermittelt wurden:

- Erzeugung aus Lauf-, Schwell- sowie (Pump-) Speicherkraftwerken (aufgegliedert in Jahres-, Wochen- und Tagesspeicher) in „trockenen“, „normalen“ und „feuchten“ Jahren sowie unter Berücksichtigung des verfügbaren Inhalts der Speicherseen
- Kategorisierung des Niederschlags in den Jahren 1982-2015 in „trocken“, „normal“ und „feucht“
- Installierter thermischer Kraftwerkspark, unterteilt nach Primärenergieträger und Kraftwerkstyp
- Installierte Kraftwerkskapazitäten und Zeitreihen der Kraftwerkstypen „Andere erneuerbare Kraftwerke“ sowie „Nicht erneuerbare Kraftwerke“

Als beschränkender Faktor für den internationalen Energieaustausch wird im Modell ein von den Nachbarstaaten beidseitig akzeptierter NTC verwendet.

1.2 Indikatoren

Die Indikatoren, welche für die Einschätzung der Versorgungssicherheit angewandt wurden, sind „LOLE“ („Loss of Load Expectation“) und „ENS“ („Energy not served“). Der Indikator LOLE gibt die Dauer in Stunden einer Periode (Jahr) an, in welcher die Erzeugung und der Import nicht ausreichen um die Last eines Landes zu decken.

ENS entspricht der Energie, die zur Lastdeckung fehlt ($\hat{=}$ Last abzüglich Erzeugung und Import und wird in MWh/Jahr je Land angegeben).

2 Ergebnisse

Die Simulationen wurden mit den erwähnten modellierten Eingangsparametern je Zeithorizont (2020 und 2025) für zwei Szenarien durchgeführt. Im „Base“-Szenario wird vom zu erwartenden Kraftwerkspark ausgegangen. Das „Einmottungs“-Szenario berücksichtigt auch drohende Kraftwerksschließungen thermischer Kapazitäten.

2.1 Base-Szenario

Im Base-Szenario wurde auf Basis der voraussichtlich zum jeweiligen Zeithorizont installierten Kraftwerksleistung sowie der dann verfügbaren markttechnischen Grenzkapazitäten (NTCs) die Lastdeckung unter den unterschiedlichsten klimatischen Bedingungen der Jahre 1982-2015 berechnet.

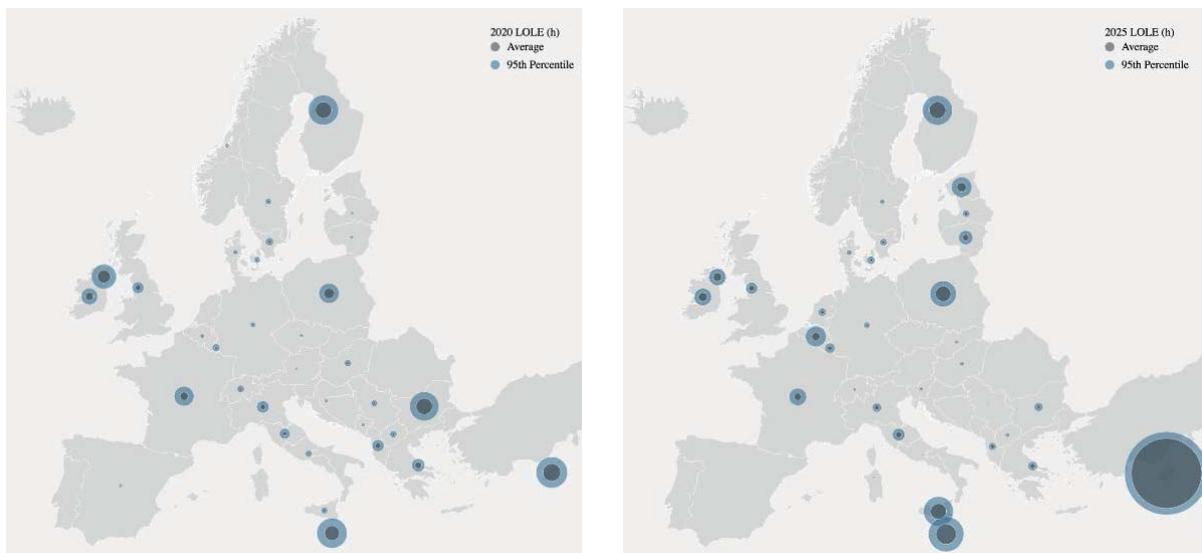


Abbildung: LOLE (h) 2020 bzw. 2025 im „Base“-Szenario

Die Doppelkreise in der obigen Abbildung zeigen die Auswirkungen von extremen Bedingungen (wenig Einspeisung aus erneuerbaren Primärenergiequellen bei gleichzeitiger hoher Last) auf die Lastdeckung. Im inneren Kreis ist die LOLE unter durchschnittlichen Bedingungen, im äußeren Ring unter extremen (95%-Perzentil) angeführt.

Es ist ersichtlich, dass tendenziell Länder am Rande Europas höhere LOLE aufweisen als Länder im Zentrum Europas. So weisen z. B. Deutschland, Österreich und die Schweiz weder 2020 noch 2025 nennenswerte LOLE auf, sehr wohl jedoch Finnland, Sizilien, (Nord-)Irland, Polen und vor allem Zypern. Grund dafür ist die schlecht ausgebaute Austauschkapazität mit den benachbarten Ländern bzw. Regionen im Vergleich zur zu deckenden Last. Weiters ist ersichtlich, dass in den meisten dieser Länder die LOLE unter kritischen Bedingungen bis 2025 weiter steigt.

Die relativ hohe LOLE von Frankreich fußt auf der hohen Temperaturabhängigkeit des Stromverbrauchs im Winter durch einen hohen Anteil an elektrischen Heizungen. In Frankreich steigt die Spitzenlast um bis zu ca. 2400 MW, wenn die durchschnittliche Tagestemperatur im Winter um 1 °C unterschritten wird (Vergleich zu Österreich: ca. 90 MW).

2.2 Einmottungs-Szenario

Im „Einmottungs“-Szenario (mothballed scenario) werden ausgehend vom „Base“-Szenario die Kraftwerke nicht mehr berücksichtigt, welche zum jeweiligen Zeitpunkt aufgrund von Unwirtschaftlichkeit oder nicht erreichbaren Umweltauflagen eingemottet sein könnten.

Für Österreich wird für dieses „Einmottungs“-Szenario angenommen, dass die heute für die Netzreserve kontrahierte thermische Kraftwerksleistung bis 2025 eingemottet sein könnte. Folglich wird von einer um 246 MW geringeren Steinkohlekraftwerkskapazität und einer um ca. 2.100 MW geringeren Gaskraftwerkskapazität gegenüber dem Base-Szenario ausgegangen. Das entspricht einer Reduktion um 47% gegenüber des Base-Szenarios.

Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkungen, welche ein Eintritt des „Einmottungs“-Szenarios (siehe orange Balken) gegenüber des „Base“-Szenarios (siehe blaue Balken) im Jahr 2025 unter durchschnittlichen Bedingungen hätte.

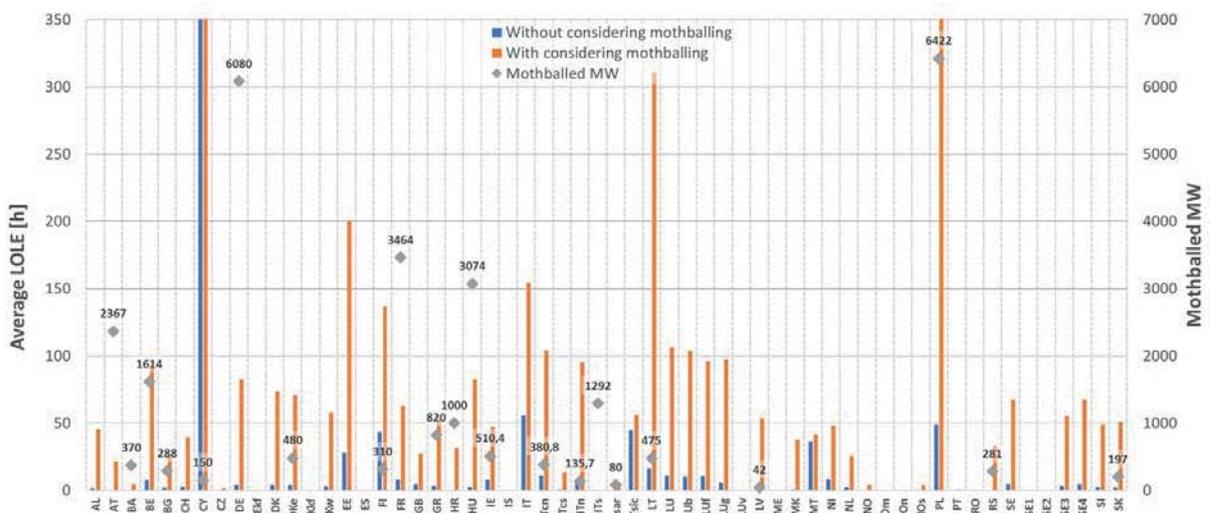


Abbildung: LOLE (h) und mögliche „Einmottungs“-Kapazität bis 2025

Darin ist ersichtlich, dass in Ländern wie Litauen, Ungarn, Estland, Finnland und Italien der Wert der LOLE massiv steigt. Die Spitzenwerte an LOLE erreichen Polen (3272 h) und Zypern (1126 h), deren Werte aufgrund der Skalierung in der Darstellung abgeschnitten wurden.

In diesem Szenario kommt es sogar in Ländern wie Deutschland (ca. 82 h) und Österreich (ca. 21 h) zu LOLE. Diese Ergebnisse zeigen, dass eine Schließung von thermischen Kraftwerken zu einer inakzeptablen Verschlechterung der Versorgungssicherheit führen würde.

3 Ausblick

Die nun erstmals im MAF 2017 eingeführte probabilistische Berechnungsweise stellt eine große Verbesserung der Generation-Adequacy-Analyse gegenüber der bisherigen Methode dar. Vor allem die Berücksichtigung der energetischen Einschränkungen von Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken sowie der Import/Export-Möglichkeiten führt zu einem realistischeren Bild. Nichtsdestotrotz sind weitere Verbesserungen in folgenden vier Bereichen geplant:

- **Erweiterte Datensammlung:** Um das komplexe System des Stromnetzes noch besser abbilden zu können, werden weitere Daten auf den Gebieten der Wasserkraft sowie der Flexibilität des Kraftwerkparks benötigt.
- **Künftig werden die Adequacy-Modelle hinsichtlich Lastflexibilität (Demand Side Management), Behandlung der Speicherkraftwerke und erzeugungsseitiger Maßnahmen weiterentwickelt werden.**
- **Die Modellierung der Netzinfrastruktur soll hinsichtlich Grenzkapazitätsvermarktung erweitert werden, die auf realitätsnahe Lastflüsse beruhen.**
- **Einheitliche Standards:** Die MAF-Methode soll als Grundlage für diverse Adequacy-Studien dienen (z. B. TYNDP, Seasonal Outlook, regionale oder nationale Adequacy-Studien, etc.) und jährlich weiterentwickelt werden. Das beinhaltet verbesserte und standardisierte Zusammenarbeit mit den TSOs und anderen Stakeholdern hinsichtlich der Daten- und Modellschnittstellen.

Gemäß Capacity Allocation & Congestion Management (CACM) Network Code kann es zukünftig alle zwei Jahre zu einer Neuordnung der Marktgebiete kommen, was wiederum konkrete Auswirkungen auf die Lastdeckungsberechnung haben kann.