

# MID-TERM ADEQUACY FORECAST 2017

Johannes HIERZER<sup>1</sup>, Kurt MISAK<sup>1</sup>

## Einleitung

Der Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2017 ist eine europaweite Erhebung der Lastdeckung basierend auf Daten aller ENTSO-E Mitgliedsländer für die Zeithorizonte 2020 und 2025. Ziel der Analyse ist, zu berechnen, inwieweit der verfügbare Kraftwerkspark zur Deckung der Last ausreicht. Diese Analysen werden auf Länderebene durchgeführt, wobei die Import- und Exportmöglichkeiten 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 einen probabilistischen Ansatz gewählt um die Lastdeckung auch unter extremen Bedingungen berechnen und Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ereignisse treffen zu können.

## 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 Datenpool zufällig ausgewählt und der zu deckenden Last des jeweiligen Jahres gegenübergestellt. Harmonisierte Eingangsdaten ermöglichen eine europaweit vergleichbare, wahrscheinlichkeits-orientierte Risikoanalyse in stündlicher Auflösung. Für jede Stunde des zu analysierenden Zeithorizontes wird 680-mal die Lastdeckungsmöglichkeit für alle beteiligten Länder mit Hilfe eines vereinfachten Marktmodells berechnet.

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

- Die (temperaturabhängigen) Lastzeitreihen unter der Berücksichtigung von Last erhöhenden Komponenten (z. B. Anzahl elektrischer Fahrzeuge, Wärmepumpen, etc.)
- Erzeugungen aus Wind- und Solar-Kraftwerken: Dabei wurden unter schlechten Bedingungen das 5 %-Perzentil, unter normalen der Median und unter guten Bedingungen das 95 %-Perzentil berechnet.

Weitere variierende Eingangsparameter, 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“

Je Mitgliedsstaat wurden zudem folgende konstante Eingangsparameter angeführt:

- Thermischer Kraftwerkspark, unterteilt nach Primärenergieträger und Kraftwerkstyp
- 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 (Net Transfer Capacity) verwendet. Indikatoren für die Einschätzung der Versorgungssicherheit sind u. a. „Loss of Load Expectations“ (LOLE) und „Energy not served“ (ENS).

---

<sup>1</sup> Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 50 320 56-{345|306},  
Fax: +43 50 320 156-{345|306}, {johannes.hierzer|kurt.misak}@apg.at, www.apg.at

Im Rahmen der Simulationen wurden je Zeithorizont (2020 und 2025) die erwähnten modellierten Eingangsparameter für zwei Szenarien durchgeführt. Im „Base Scenario“ wird vom zu erwartenden Kraftwerkspark ausgegangen. Im „Mothballing Scenario“ werden drohende Kraftwerksschließungen thermischer Kapazitäten berücksichtigt.

## Ausblick

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

- **Erweitere Datensammlung:** Um das komplexe System des Stromnetzes noch besser abbilden zu können, werden weitere Daten auf den Gebieten der Wasserkraft sowie der Flexibilität des Kraftwerksparks benötigt.
- **Künftig werden die Adequacy-Modelle hinsichtlich Lastflexibilität (Demand Side Management), Behandlung der Speicherkraftwerke und erzeugungsseitiger Maßnahmen weiterentwickelt.** Die Netzinfrastruktur soll in Richtung „Flow based“-basierter Grenzkapazitätsvermarktung erweitert werden.
- **Einheitliche Standards:** Die MAF-Methode soll als Grundlage für diverse Adequacy-Studien dienen (z. B. TYNDP, Seasonal Outlook, regionale oder nationale Adequacy-Studien, etc.). Das beinhaltet verbesserte und standardisierte Zusammenarbeit mit den TSOs und anderen Stakeholdern hinsichtlich der Daten- und Modellschnittstellen.
- **Der MAF soll im Rahmen eines KVPs jährlich weiterentwickelt werden.** Wichtig ist, dass regionale und nationale Studien dieselben probabilistischen Methoden wie der MAF anwenden sollen, damit Vergleiche und Analysen konsistent sind.

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.