

# Aggregationen hydraulischer Kraftwerkskaskaden für Simulationen des europäischen Strommarktes

Strom, Wärme-/Kälteerzeugung sowie Speicher

Dariusz WAHDANY<sup>1(1)</sup>, Mihail KETOV<sup>2(1)</sup>, Valentin WIEDNER<sup>3(2)</sup>, Christian TODEM<sup>4(2)</sup>

<sup>(1)</sup>Maon GmbH, <sup>(2)</sup>Austrian Power Grid AG

## Motivation und zentrale Fragestellung

Die Dargebotsabhängigkeit von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und deren kontinuierlicher Zubau führen zu einer Nachfrage nach flexiblen Stromspeichern. Zur Speicherung elektrischer Energie in großtechnischem Ausmaß spielen hydraulische Kraftwerkskaskaden und (Pump-)Speicherkraftwerke eine wesentliche Rolle. Deren Anlageneinsatz wird durch die zeitliche Entkopplung von Zuflüssen und Stromerzeugung sowie durch den zusätzlichen Pumpbetrieb bestimmt. Daher sind Kraftwerkskaskaden, deren Simulation am Strommarkt signifikante Rechenzeiten verursachen, bei der Herleitung von Strompreisen oder Netznutzungsfällen relevant. Das Ziel besteht in der Entwicklung eines Verfahrens zur Aggregation von Komponenten in Kraftwerkskaskaden, um den Einfluss von Aggregationen auf Anlageneinsatz und Rechenzeit zu quantifizieren und so Empfehlungen zur Aggregation herzuleiten.

## Methodische Vorgangsweise

Die Analyse zeigt, dass Typen und Komponenten von hydraulischen Kraftwerkskaskaden zeit- und anlagenspezifische Abhängigkeiten aufweisen. Darüber hinaus sind Wettereinflüsse über die Zuflüsse relevant. In der Realität werden im Rahmen von technisch-betrieblichen Restriktionen der Einsatz der Turbinen und Pumpen sowie die Beckenfüllstände mittels Spot- und Regelleistungsmärkten optimiert. Um die Freiheitsgrade der einzelnen hydraulischen Kraftwerkstypen in der Vermarktung an Spot- und Regelleistungsmärkten abzubilden, werden zunächst für einzelne Komponenten die Restriktionen bezüglich Nachfragedeckung an Strommärkten und die Kontinuität von Wasserflüssen und -mengen sowie die Zielfunktion der Gesamtkostenminimierung aufgestellt [1]. Danach werden Grund- und Erkennungsmodelle formuliert, welche die einzeln modellierten Komponenten innerhalb einer hydraulischen Kraftwerkskaskade systematisch zusammenfassen. Das iterative Aggregationsverfahren wurde einer Marktsimulation [2,3] vorgelagert und vereinfacht die Eingangsdaten in ihrer Komplexität. Insgesamt ergeben sich acht Aggregationsstufen, die die Komponenten und deren Anordnung von einem sehr hohen (Stufe 0) bis zu einem stark vereinfachten (Stufe 8) Detailgrad überführen. Abbildung 1 fasst die Aggregationsstufen und deren komponentenweise Aggregation mittels einer exemplarischen hydraulischen Kraftwerkskaskade zusammen.

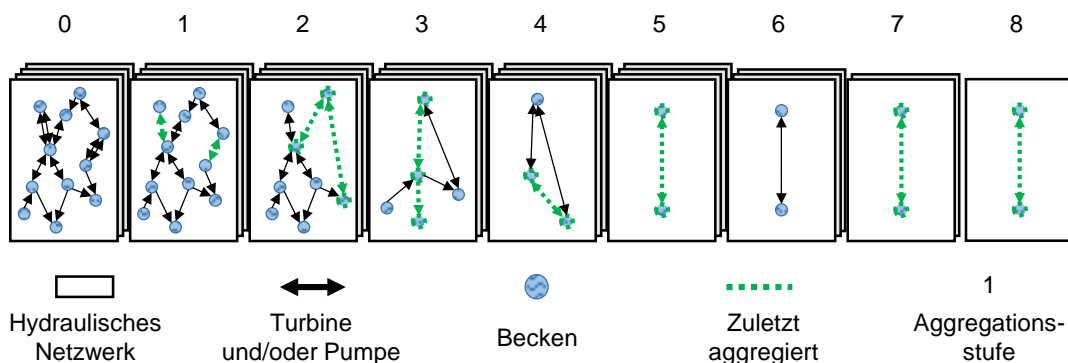


Abbildung 1: Exemplarische Erkennung und Aggregation von Anlagengruppen

In den Stufen 0 bis 5 findet die Aggregation der Komponenten innerhalb eines wasserseitig verknüpften Netzwerks statt. In den anschließenden Stufen 6 bis 8 werden wasserseitig nicht verbundene Pumpspeicherkraftwerke in einer Gebotszone zu Ersatzanlagen zusammengefasst.

<sup>1</sup> Jungautor, Bismarckstraße 10-12, 10625 Berlin, Deutschland, [dw@maon.eu](mailto:dw@maon.eu), [www.maon.eu](http://www.maon.eu)

<sup>2</sup> Bismarckstraße 10-12, 10625 Berlin, Deutschland, [mk@maon.eu](mailto:mk@maon.eu), [www.maon.eu](http://www.maon.eu)

<sup>3</sup> Wagramer Straße 19 (IZD Tower), 1220 Wien, Österreich, [valentin.wiedner@apg.at](mailto:valentin.wiedner@apg.at), [www.apg.at](http://www.apg.at)

<sup>4</sup> Wagramer Straße 19 (IZD Tower), 1220 Wien, Österreich, [christian.todem@apg.at](mailto:christian.todem@apg.at), [www.apg.at](http://www.apg.at)

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Jahressimulationen für den europäischen Betrachtungsbereich zeigten, dass Zusammenfassungen von Komponenten innerhalb wasserseitig verknüpfter Netzwerke in den ersten Aggregationsstufen einen geringfügigen Einfluss auf den Anlageneinsatz insgesamt haben. Die Vernachlässigung einer in einer Kaskade charakteristischen Restriktion kann den individuellen Anlageneinsatz hingegen wesentlich verändern. Charakteristisch kann z. B. eine nicht mögliche zirkulare Nutzung des Wassers sein. Dieses Beispiel ist in Abbildung 2 dargestellt, wo von Aggregationsstufe 4 nach 5 diese Charakteristik entfällt.

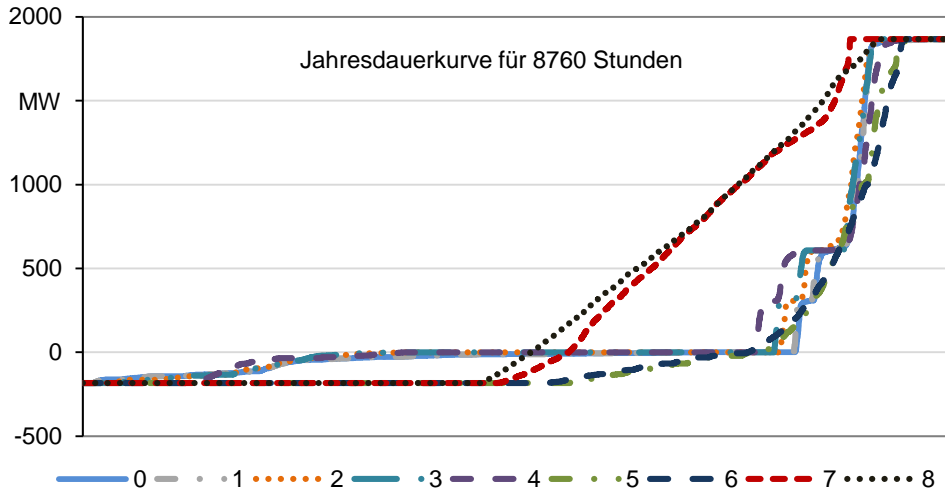


Abbildung 2: Jahresdauerkurve der saldierten Anlageneinspeisung der Gruppe Dixence, Schweiz

Gemäß Abbildung 3 ergibt sich über die ersten Aggregationsstufen 1 bis 6 ein Trend zu geringeren Rechenzeiten. In Aggregationsstufe 6 (Aggregation aller hydraulischen Netzwerke ohne Zufluss in einer Gebotszone) kann die Rechenzeit um etwa 10 % gegenüber dem Fall ohne Aggregationen reduziert werden. Durch weitere Aggregationen von Netzwerken mit Zufluss liegt eine Rechenzeitreduktion von 45 % im Vergleich zu ohne Aggregation vor. Die Rechenzeit wird so überwiegend durch die Aggregation der voneinander isolierten Kaskaden mit Zufluss (Wechsel von Aggregationsstufe 6 zu 7) bestimmt.

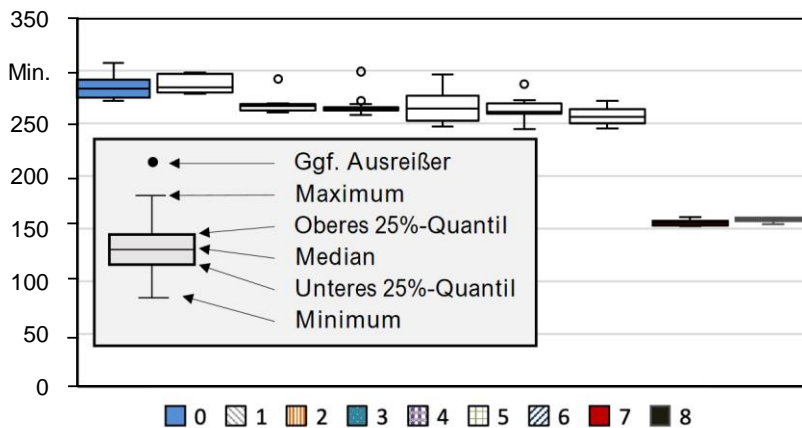


Abbildung 3: Reale Rechenzeiten je Aggregationsstufe

Für Strompreisprognosen können hohe Aggregationsstufen herangezogen werden. Für die strategische Netzplanung im alpinen und skandinavischen Raum ergeben sich hingegen erhebliche Unterschiede in den abgeleiteten Netznutzungsfällen, sodass geringe oder keine Aggregationen zu empfehlen sind.

## Literatur

- [1] Moser, A.: Stromerzeugung und -handel: Skriptum zur Vorlesung, 8. Auflage, RWTH Aachen University, Vorlesungsskript, Aachen, 2018.
- [2] Maon: Electricity market model handbook, <https://cloud.maon.eu/handbook>, Berlin, 2021.
- [3] Hille, C.; et al.: Operation of electrolyzers on the electricity market as part of the national hydrogen strategy, VDE ETG Kongress, Berlin, 2021.