

Aggregationen hydraulischer Kraftwerkskaskaden für Simulationen des europäischen Strommarktes

Dariusz Wahdany¹, Mihail Ketov, Valentin Wiedner und Christian Todem

Maon GmbH, Bismarckstraße 10-12, DE-10625 Berlin

Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD Tower), AT-1220 Wien

Kurzfassung:

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 (Pump-) Speicherkraftwerke und Kraftwerkskaskaden eine wesentliche Rolle. Deren Simulation am Strommarkt verursacht signifikante Rechenzeiten, sodass zur Modellierung regelmäßig Vereinfachungen notwendig sind. Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht daher in der Entwicklung eines Verfahrens zur Aggregation von Komponenten in Kraftwerkskaskaden. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Aggregation zu einer Halbierung der Rechenzeit führen kann, wobei vernachlässigte Eigenschaften den individuellen Anlageneinsatz wesentlich verändern. Die Einflüsse auf die Handelsbilanz und den Strompreis sind jedoch größtenteils nur geringfügig. Für Strompreisprognosen können daher hohe Aggregationsgrade herangezogen werden. Demgegenüber ergeben sich erhebliche Unterschiede in der abgeleiteten Nutzung des Netzes im alpinen und skandinavischen Raum, sodass für die strategische Netzplanung geringe oder keine Aggregationen zu empfehlen sind.

Keywords: Hydraulische Kraftwerkskaskaden, Übertragungsnetzplanung, Aggregation, Wetterabhängigkeit, Netznutzungsfall, Strompreisprognose, Anlageneinsatz, Marktsimulation

1 Motivation und Ziel

Aufgrund des Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) und deren wetterabhängigen und so zufälligen Einspeisung gewinnen flexible Stromspeicher als Flexibilitätsquelle zunehmend an Bedeutung. Zur Speicherung elektrischer Energie im großtechnischen Ausmaß werden heute nahezu ausschließlich hydraulische (Pump-) Speicherkraftwerke eingesetzt.

Je mehr Freiheitsgrade im Anlageneinsatz vorliegen, desto höher kann der Beitrag eines Kraftwerkes zum Ausgleich von fluktuierender Einspeisung sein. Zu den hydraulischen Kraftwerken gehören Speicherkraftwerke, deren Speicherkapazität die Möglichkeit zur Entkopplung von Wasserzuflüssen und der Bereitstellung elektrischer Energie bieten. Pumpspeicherkraftwerke sind ein Sonderfall der Speicherkraftwerke und weisen zusätzlich die Möglichkeit auf, unter Einsatz elektrischer Energie Wasser auf ein höheres Potenzialniveau zu heben und später wieder zur Bereitstellung elektrischer Energie zu nutzen. In beiden Fällen

¹ Jungautor

sind Anlagen häufig in einer Kraftwerkskaskade aufgebaut, sodass die Freiheitsgrade im Einsatz von Turbinen und Pumpen miteinander verknüpft sind. Die Abhängigkeit entsteht durch die hydraulische Vernetzung und die Zeitkopplung der Beckenfüllstände.

Die hydraulische Vernetzung und die zeitliche Kopplung führen zu einer erheblichen Rechenzeit bei der Modellierung in Strommarktsimulationen. Einerseits ist eine detaillierte Abbildung besonders im alpinen und skandinavischen Raum wünschenswert, da dadurch eine bessere Approximation der europäischen Speichereffekte gelingen kann. Andererseits gibt es Regionen, wo eine vereinfachte Modellierung ausreichend ist. Daher sind je nach Region und Fragestellung individuelle räumliche Auflösungen in der Abbildung hydraulischer Kraftwerke erforderlich. Es existieren nach heutigem Stand der Forschung jedoch nur teilweise Verfahren zur Aggregation und es gibt keine Abschätzung zum Einfluss der Aggregationstiefe auf Anlageneinsatz, Strompreis und Rechenzeit.

Das Ziel besteht in der Entwicklung eines Verfahrens zur Aggregation von Komponenten in Kraftwerkskaskaden, um den Einfluss von Aggregationen auf Anlageneinsatz, Strompreis und Rechenzeit zu quantifizieren und so Empfehlungen zur Aggregation herzuleiten.

2 Analyse hydraulischer Kraftwerkskaskaden

Im Folgenden werden die grundsätzlichen Kraftwerkstypen, Kraftwerkskomponenten, Wiedereinflüsse beim Anlageneinsatz sowie Spot- und Regelleistungsmärkte analysiert.

2.1 Kraftwerkstypen

Jeder Kraftwerkstyp enthält hydraulische Turbinen. Je nach Speicherkapazität und dem Vorhandensein von Pumpen findet die Einordnung in eine von folgenden drei Typen statt.

Speicherkraftwerke erfordern zur Entkopplung von Zufluss und Erzeugung mindestens ein Oberbecken. Bei der Wahl des Errichtungsortes sind geologische Eigenschaften ausschlaggebend. Der Speicher muss sich in ausreichender Höhe befinden und mit möglichst wenig baulichem Aufwand technisch und wirtschaftlich nutzbar gemacht werden können. Das Wasser wird im hochliegenden Speichersee mit einer Staumauer oder einer Talsperre zurückgehalten. Die Zuflüsse können also je nach Kapazität für einen gewissen Zeitraum angestaut und bei Bedarf das gesammelte Wasser durch die Turbinen geleitet werden. Die zeitliche Entkopplung der Erzeugung hängt dabei von der Kapazität des Oberbeckens, den Abflüssen durch Turbinen sowie den Zuflüssen durch Pumpen und aus höheren Lagen ab. [1]

Pumpspeicherkraftwerke sind um Pumpensätze erweiterte und damit ein Sonderfall von Speicherkraftwerken. Unter Zuhilfenahme der Pumpen ist es möglich unter Einsatz elektrischer Energie Wasser anzuheben, um es später zu turbinieren. Das Speicherbecken benötigt keinen natürlichen Zufluss, da der Betrieb mit ausschließlich zu einem früheren Zeitpunkt hochgepumptem Wasser möglich ist. Diese Eigenschaft kann zur Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks beitragen [1]. Dafür erfordert die Konstruktion neben dem hochliegenden Speicherbecken auch ein tiefliegendes Becken oder einen Fluss, aus dem die Pumpe gespeist wird. Es gibt prinzipiell vier mögliche Betriebszustände für diesen Kraftwerkstyp: Stillstand, nur turbinieren, nur pumpen, turbinieren und pumpen (hydraulischer Kurzschluss). Der letzte Betriebszustand wird eingesetzt, um z. B. die Rotation der Komponenten zur Frequency Containment Reserve (siehe Abschnitt 2.5) zu nutzen, ohne die gespeicherte Wassermenge

zu erhöhen, beispielsweise falls das obere Speicherbecken schon nah an seiner Kapazitätsgrenze ist [2]. Die Einordnung in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erfolgt nach der zeitlichen Entkopplung der Erzeugung in Jahres-, Wochen- oder Tagesspeicher. [1,3] Laufwasserkraftwerke werden in Flüssen oder Kanälen errichtet und beinhalten Zuflüsse, Abflüsse, Wasserwege und Turbinen sowie Speicherbecken mit vergleichsweise geringer Kapazität. Die Höhenunterschiede von Ober- und Unterbecken sind verglichen mit Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken gering. Die Stromerzeugung folgt überwiegend aus der Umwandlung der kinetischen Energie des Wasserstroms. Im Schwellbetrieb wird der obere Wasserweg als Speicherbecken genutzt. Aufgrund ökologischer Restriktionen wird dieser Betrieb selten eingesetzt. Im üblichen Betrieb wird das herangetragene Wasser unmittelbar durch die Turbinen geleitet. Es gibt in dem Fall keine Freiheitsgrade in den Betriebszuständen. Diese Kraftwerke werden daher oft zu den dargebotsabhängigen Kraftwerken, analog zu Windenergieanlagen oder Photovoltaikanlagen, gezählt. Die Auslegung der Turbinen erfolgt in der Regel in Bezug auf das Jahresmittel des Durchflusses. Bei Hochwasser, starken Niederschlägen oder aus anderen Gründen treten regelmäßig höhere Zuflüsse auf. Um diese kontrolliert ablassen zu können, werden parallel zu den Turbinen Überflüsse angelegt. Diese erlauben große Wassermengen an den Turbinen vorbei fließen zu lassen. [4]

2.2 Komponenten

Jedes hydraulische Kraftwerk kann in sechs allgemeingültige Komponenten untergliedert werden: Turbinen, Pumpen, Wasserwege ohne Stromerzeugung oder -verbrauch, Speicherbecken, Zuflüsse und Abflüsse.

Die gebräuchlichsten Turbinentypen und zugehörige Kenndaten sind in folgender Tabelle aufgeführt.

	Kaplan	Francis	Pelton
Fallhöhe [m]	6 - 70	20 - 900	100 - 1770
Maximale Leistung [MW]	300	800	500
Maximaler Wirkungsgrad [%]	94	95	90

Tabelle 1: Kenndaten gebräuchlichster Turbinentypen [1]

Als Pumpen werden Turbinen mit umgekehrter Drehrichtung betrieben oder in ternären Anlagen parallel zu den Turbinen und elektrischen Generatoren separate Pumpen installiert. Reversibel einsetzbar sind Kaplan- und Francisturbinen. Reversible Turbinen haben eine längere Ansprechzeit als separate Pumpen. Übliche Wirkungsgrade für das Pumpen und anschließende Turbinieren, also den Gesamtwirkungsgrad als Stromspeicher, auch Wälzwirkungsgrad oder Zyklierungsgrad genannt, betragen bis zu 80%. [3]

Für die weitere Betrachtung ist nur die elektrische Erzeugung bzw. der elektrische Verbrauch von Relevanz. Diese von einem Wasserkraftwerk abgegebene Leistung ist proportional zur Fallhöhe und zum Turbinendurchfluss pro Zeiteinheit bzw. die aufgenommene Leistung zum Pumpendurchfluss pro Zeiteinheit. [1]

Die Gesamtwirkungsgrade enthalten alle auftretenden Irreversibilitäten von Wasserweg, Turbine bzw. Pumpe, Generator und Transformator sowie den Eigenbedarf. Die Wirkungsgrade hängen dabei nicht-linear von sowohl Fallhöhe als auch Durchfluss ab. Der maximale Wirkungsgrad wird in etwa bei einem maximalen Durchfluss erzielt, weshalb typischerweise dieser Arbeitspunkt im Einsatz gewählt wird. Die Fallhöhe wiederum hängt einerseits unmittelbar von der Baukonstruktion und nicht-linear vom Füllstand des Oberbeckens ab. Der Wirkungsgrad kann in einer Vereinfachung jeweils für eine Komponente als konstant oder linear abhängig vom Durchfluss angenommen werden (vgl. Abschnitt 3.2), da sich die Fallhöhe nur im Rahmen der Beckentiefen ändern kann und die Fallhöhe bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in der Regel deutlich darüber liegt. [1]

Zur Entkopplung von natürlichem Zufluss und Stromerzeugung, sowie um Wasser mithilfe von Pumpen auf einem größeren Höhenniveau speichern zu können und so einen Stromspeichereffekt zu erzielen, werden hochliegende Speicherbecken benötigt. Der Neubau vollständig künstlicher großer Becken ist regelmäßig nicht wirtschaftlich [4]. Stattdessen werden vorhandene Täler oder andere natürliche Formationen mithilfe einer Staumauer abgesperrt oder natürliche Seen als Speicherbecken genutzt. Die Installation erfolgt meist im Gebirge, da sich dort große Speicher und Fallhöhen realisieren lassen. Da diese Becken nicht isoliert, sondern Teil der Natur sind und als in ein Ökosystem integriert betrachtet werden müssen, ergeben sich Restriktionen, was den Betrieb anbelangt. Bei der Festlegung des Zielfüllstands ist zu vermeiden, dass Überlauf aus dem Becken auftritt. Es muss weiterhin beachtet werden, dass bei sehr niedrigen Füllständen Sand in die Komponenten gelangen kann. Auch relevant sind in diesem Zusammenhang wasserwirtschaftliche Auflagen und ausreichende Rücksichtnahme auf Umwelt und Tourismus. Der Füllstand wiederum hängt zudem von äußeren Wettereinflüssen ab, auf die in Abschnitt 2.3 eingegangen wird.

Es gibt hydraulische Anlagen, deren Freiheitsgrade im Einsatz unabhängig von anderen sind. Dies ist zum Beispiel bei einigen Pumpspeicherkraftwerken der Fall. Besteht das Kraftwerk nur aus einem Ober- und einem Unterbecken und hat, außer ggf. natürlichen Zuflüssen, keine weiteren Verbindungen zu anderen Kraftwerken, so kann es anlagentechnisch einzeln betrachtet werden. Häufiger sind jedoch Kraftwerke entlang von Wasserläufen als Kaskaden oder andere vernetzte Strukturen angeordnet, was eine gemeinsame Betrachtung der Anlagen mit den Wasserwegen und anderen Anlagen erforderlich macht. Lässt eine höherliegende Anlage Wasser durch, so wird dies als Zufluss zu einer tieferliegenden Anlage geleitet. Dies hat zur Folge, dass der Fahrplan der Anlagen voneinander abhängt. Die untere Anlage kann nur so viel Wasser turbinieren, wie sie Zufluss durch höherliegende Anlagen erhält, falls es zwischen den Anlagen keinen weiteren Zufluss gibt. Wird mehr Wasser durch die höherliegende Anlage geleitet als die tieferliegende zur Stromerzeugung nutzen können und ist auch die Speicherkapazität ausgeschöpft, so müssen Überflüsse genutzt werden. Dabei geht das Wasserkraftpotential des abgelassenen Wassers verloren. Dies muss bei der Einsatzplanung berücksichtigt werden.

Abbildung 1 zeigt exemplarisch die Vernetzung von hydraulischen Anlagen am Beispiel der Kraftwerksgruppe Dixence in der Schweiz [5]. Abgebildet sind die Becken, Kraftwerke und die Verbindungen untereinander. Die Proportionen der Flächen der Becken sind dabei an den Volumen der Becken angelehnt. Alle Höhen, einschließlich der Beckenhöhen, sind maßstabsgetreu. Dadurch werden die Verhältnisse zwischen den Beckenvolumen bzw. Speicherkapazität dargestellt.

In diesem Beispiel ist erkennbar, dass das im Becken Lac des Dix verfügbare Wasser vom Einsatz der anliegenden Pumpen abhängt. Das vom Becken Fionnay weitergeleitete Wasser muss ebenfalls zuerst durch die anliegende Turbine herangetragen werden. Die Einsätze dieser Turbinen, Pumpen und Becken sind also unmittelbar miteinander verknüpft.

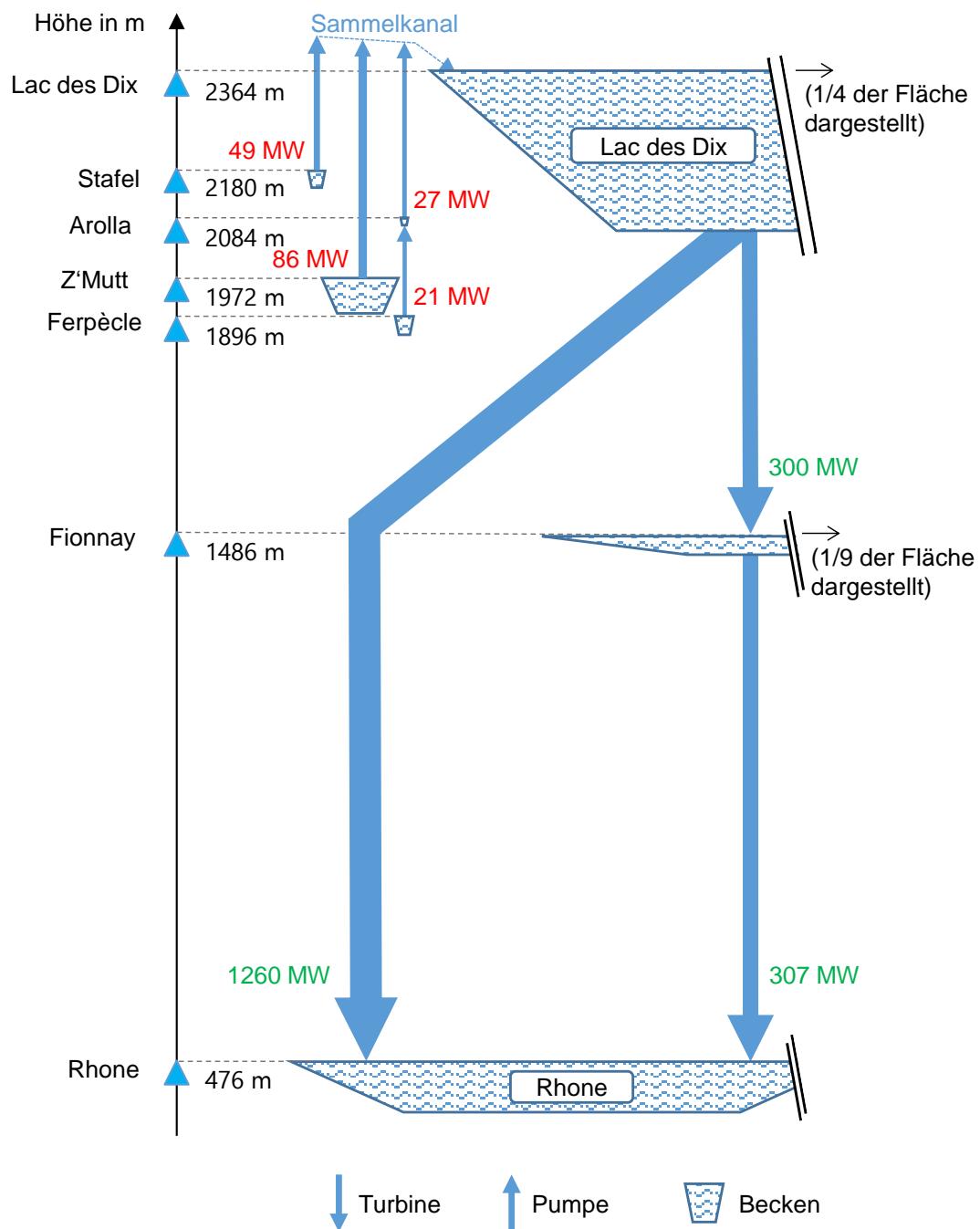


Abbildung 1: Hydraulische Vernetzung am Beispiel der Kraftwerksgruppe Dixence, Schweiz [5]

2.3 Wettereinflüsse

Die größten Speicherbecken befinden sich in Gebirgsformationen. Dort treten je nach Höhenlage charakteristische Wettereinflüsse auf. In tiefen Lagen verdunstet das Wasser. Der so entstehende Wasserdampf formiert sich zu Wolken und fällt nach dem Transport des

Wasserdampfes als Niederschlag ab. Der Großteil der Niederschläge fällt auf Ozeane nieder. Der nächstgrößte Anteil fällt aufs Land, teils in hohen Lagen. Dieser Niederschlag erfährt eine natürliche Konzentrierung zu Flüssen [3]. Aufgrund dieser Konzentration des energetischen Potentials können Wasserkraftwerke hohe mittlere Jahreserzeugungen erzielen. [4]

Aus diesem Grundprinzip ergeben sich die meisten Zuflüsse auf natürliche Weise. Saisonal ergeben sich allerdings starke Unterschiede in Hochgebirgsflüssen. Der Niederschlag gelangt nicht unmittelbar als Zufluss in das Speicherbecken. Im Winter fällt der größte Teil als fester Niederschlag in Form von Schnee und ist nicht technisch nutzbar. Mit der zum Frühling einsetzenden Schneeschmelze fallen dann mit dem Schmelzwasser in relativ kurzen Zeiträumen überdurchschnittliche Wassermengen an wie das selbst berechnete Beispiel in Abbildung 2 für das Jahr 2018 zeigt. Dieser zeitliche Einfluss ist in Mittelgebirgsflüssen geringer ausgeprägt. Je nach geographischer Lage und Topologie der Umgebung ergeben sich möglicherweise andere oder zusätzliche saisonale Abhängigkeiten. [1]

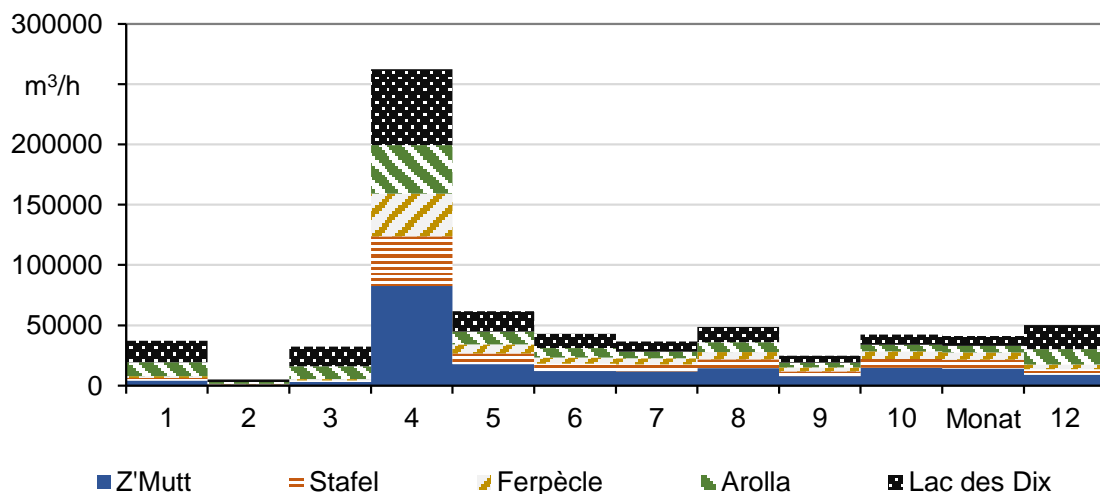


Abbildung 2: Hydraulische Zuflüsse der Becken in der Kraftwerksgruppe Dixence, Schweiz

Die Prognosegenauigkeit und damit die Planungssicherheit nehmen mit abnehmenden Prognosehorizont zu. Somit gibt es eine Abfolge mehrerer Strommärkte. Dabei nimmt die zeitliche Auflösung des Handels mit der zeitlichen Nähe zum Erfüllungszeitraum zu. Aufgrund von Prognosefehlern bei Verbrauch und Erzeugung und dem Fehlen ausreichend großer Stromspeicher, um diese restlos auszugleichen, ist es nicht möglich, allein über Energiemärkte den Einsatz im Voraus abzuwickeln. Daher sind zum Ausgleich in Echtzeit zusätzlich Regelleistungsmärkte notwendig. Weiter gibt es Verpflichtungen zur finanziellen Absicherung, welche jedoch weitgehend keinen Einfluss auf den Anlageneinsatz haben und daher nicht betrachtet werden. Im Folgenden werden die Strom- und Regelleistungsmärkte eingeführt und auf deren Angebot und Nachfrage eingegangen.

2.4 Spotmärkte

Der Day-Ahead-Handel zählt zu den Spotmärkten, also den Märkten mit physischer Lieferung der gehandelten Produkte. Der Marktplatz dient vorwiegend der Herleitung der kurzfristigen Ein-/Ausschalt- und Einsatzentscheidungen von Kraftwerken sowie der Optimierung des Stromportfolios jeder Stunde des Folgetages. Dafür prognostiziert der Handelsteilnehmer die

in seinem Portfolio verfügbaren Produktionskapazitäten sowie Bezugsverpflichtungen und stellt sie den Lieferverpflichtungen gegenüber. So werden Defizite oder Überschüsse ermittelt. Das abgegebene Gebot besteht aus in Abhängigkeit von Stunde und Preis angegebenen Kauf- bzw. Verkaufsmengen. Die Preisgrenzen leitet der Anbieter aus den Betriebs- und Opportunitätskosten seines Kraftwerksparks ab. Vergleichsweise günstig, und damit priorisiert in der Einspeisung, sind EE-Anlagen, die praktisch keine Arbeitskosten haben, gefolgt von Grundlastkraftwerken (z. B. Kern- und Kohlekraftwerke). Zu den teuersten Kraftwerken zählen Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinenkraftwerke. Eigene Kraftwerke werden eingesetzt, falls die Produktionskosten kleiner oder gleich dem Strompreis am Markt sind. Die Einsatz- und Handelsentscheidungen sind also unmittelbar miteinander verknüpft. [1]

Diese Handloptionen stehen am Day-Ahead-Markt in der Regel bis zum Vortag um 12:00 Uhr zur Verfügung. Im Anschluss werden alle Kauf- und Verkaufsaufträge verglichen, um den Gleichgewichtspreis, bei dem am gesamten Markt am meisten Umsatz generiert wird, festzustellen. Dieser Preis wird auch Market Clearing Price (MCP) genannt und gilt für alle Handelsteilnehmer. Kaufaufträge mit einem gleichen oder höheren Limit und Verkaufsaufträge mit einem gleichen oder geringeren Limit werden ausgeführt, andere Aufträge nicht. [1]

Auf Grund von Unsicherheiten bei der Planung, die sich bis kurz vor Lieferbeginn nicht vollständig auflösen lassen, kann der Verbrauch auch kurzfristig von den Prognosen abweichen. Andererseits können unerwartete Kraftwerksausfälle oder ein verändertes Dargebot an erneuerbaren Energien (vgl. Abschnitt 2.3 zu Wettereinflüssen) die verfügbare Erzeugungskapazität erheblich beeinflussen. Es ist also regelmäßig notwendig das Stromportfolio kurzfristig anzupassen. Der Intraday-Handel erfolgt bis auf eine Eröffnungsauktion als kontinuierlicher Handel mit offenem Orderbuch. Das heißt alle Handelsteilnehmer sehen die offenen Kauf- und Verkaufsaufträge mit Menge und Preis. Sind zwei Aufträge gegeneinander ausführbar, werden sie zusammengeführt und aus dem Orderbuch gelöscht. Die gehandelten Zeiträume sind Blöcke aus 15, 30 oder 60 Minuten. Der Intraday-Handel beginnt nach dem Day-Ahead-Markt und endet je nach Gebotszone 5 bis 30 Minuten vor der Erfüllung. [1]

2.5 Regelleistungsmärkte

Um Frequenzabweichungen im Übertragungsnetz infolge eines Ungleichgewichts zwischen Ein- und Ausspeisung im Sekunden- und Minutenbereich entgegenzuwirken, wird Regelleistung eingesetzt. Positive und negative Regelleistung wird sowohl von Erzeugern als auch flexiblen Verbrauchern angeboten und von Regelzonenführern (im üblichen Übertragungsnetzbetreiber) nachgefragt.

Um einer Frequenzänderung sofort entgegenzuwirken, werden geeignete Kraftwerke automatisch in ihrer abgegebenen Leistung angepasst. Die so gesteuerte Leistungsmenge wird zur Frequency Containment Reserve (FCR) gezählt. Die genutzte FCR wird innerhalb von 5 Minuten abgelöst. Diese flexible Leistung wird automatisch abgerufen und zählt zur automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) und wird unter anderem durch Gasturbinenkraftwerke und Wasserkraftwerke gestellt. Länger anhaltende Abweichungen werden durch die manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) ausgeglichen. Sie wird dem Namen entsprechend manuell abgerufen. Leistung, die zu dieser Gruppe zählt, muss innerhalb von 15 Minuten abrufbar sein und für mindestens eine Stunde nach Abruf verfügbar

bleiben. Alle weiteren Ausgleichsvorgänge werden über den Spotmarkt oder, falls in der jeweiligen Gebotszone verfügbar, mithilfe der Replacement Reserve (RR) vorgenommen. [1]

3 Modellierung von Anlagengruppen

Zur systematischen Abbildung der Freiheitsgrade in der Vermarktung an Spot- und Regelleistungsmärkten werden für Gruppen an Komponenten (vgl. Abschnitt 2.2) Grundmodelle vorgeschlagen. Grundmodelle sind allgemeine (Teil-)Optimierungsprobleme zur Beschreibung der Freiheitsgrade im Einsatz einer Gruppe an Komponenten. Im Folgenden werden die Anforderungen an diese Grundmodelle gestellt sowie der Ansatz und die Annahmen offengelegt.

3.1 Anforderungen

Der Kraftwerkseinsatz ergibt sich aus der Vermarktung und Beschaffung an den Strommärkten sowie den Eigenschaften der vorliegenden hydraulischen Vernetzung. Um eine technische Zulässigkeit des Einsatzplans zu gewährleisten und die Einflüsse von Strommarktnachfrage sowie Im- und Exporten abzubilden, sind folgende Bilanzen zu erfüllen:

- Deckung der Nachfrage an den Strommärkten unter Berücksichtigung der gebotszonenübergreifenden Im- und Exporte am Spotmarkt,
- Deckung der Nachfrage an den Regelleistungsmärkten (Leistungsvorhaltung) und
- Kontinuität von Wasserflüssen und Speichermengen (zeitliche/räumliche Kopplung).

Insbesondere für hydraulische Kraftwerke sind folgende Anforderungen an das Modell gestellt:

- Hydraulische Netzwerke lassen sich mittels Grundmodell-Kombinationen beschreiben,
- realitätsnaher Einsatz inklusive Abbildung der hydraulischen Vernetzung,
- der Einsatz ergibt sich aus den Opportunitäten an Spot- und Regelleistungsmärkten,
- zeitgekoppelte Modellierung für ein ganzes, zusammenhängendes Jahr und
- praxistaugliche Rechenaufwände.

Der zueinander konsistente Einsatz von allen Kraftwerken ist als Ergebnis herzuleiten. [6]

3.2 Ansatz und Annahmen

Zur Erfüllung der Anforderungen erfolgt eine stundenscharfe Simulation der Strommärkte unter Einbezug des Einsatzes hydraulischer Kraftwerke. Die Anlagen zur Stromerzeugung stehen über den Preis in Konkurrenz um die Einspeisung. Regelleistungsmärkte werden vereinfacht mit Stundenprodukten für eine positive und eine negative Qualität abgebildet. Es wird ein effizienter Markt angenommen, bei dem die günstigste Art der Erzeugung als erstes eingesetzt wird. Durch diese Annahme ist bei Kooperation der Marktteilnehmer die Zielsetzung der einzelnen Marktakteure zur Maximierung des betriebswirtschaftlichen Deckungsbeitrags äquivalent zur gemeinschaftlichen Minimierung der Systemkosten. Der Ansatz ist also die dahingehende Lösung des Optimierungsproblems, dass die Gesamtkosten minimiert werden, wobei die hergeleiteten Entscheidungsvariablen der Lösung dem optimalen Einsatzplan entsprechen. [6]

Es sind nachfolgend die zentralen Annahmen aufgeführt:

- Kapazitäten werden nicht strategisch zurückgehalten und die Gebote am Strommarkt werden entsprechend den Betriebskosten abgegeben (vollständige Konkurrenz),
- die Einsatzplanung erfolgt unter perfekter Voraussicht (vollständige Information),
- es findet eine Kooperation der Anlagenbetreiber zur Gesamtkostensenkung statt und
- neben den Kosten für Brennstoffe, deren Transport und Emissionszertifikate für thermische Kraftwerke fallen keine weiteren Kosten, wie Abgaben, Umlagen und Steuern, an (einheitliche Wettbewerbsbedingungen) [6].

Für das hydraulische Modell sind im Ansatz folgende Annahmen getroffen:

- Es treten keine Betriebskosten auf,
- die Wirkungsgrade sind konstant (Muschelkurve entspricht einer Ebene),
- die Zuflüsse unterliegen keiner Prognoseunsicherheit und
- die Flexibilität wird zur Nutzung der Opportunitäten im Zeitverlauf vollständig genutzt.

Topologien hydraulisch vernetzter Anlagen können so definiert werden, dass sie sich durch eine Kombination aus eindeutigen Grundmodellen ausdrücken lassen. Diese Grundmodelle werden in Abbildung 3 mit ihrer jeweiligen Bezeichnung dargestellt.

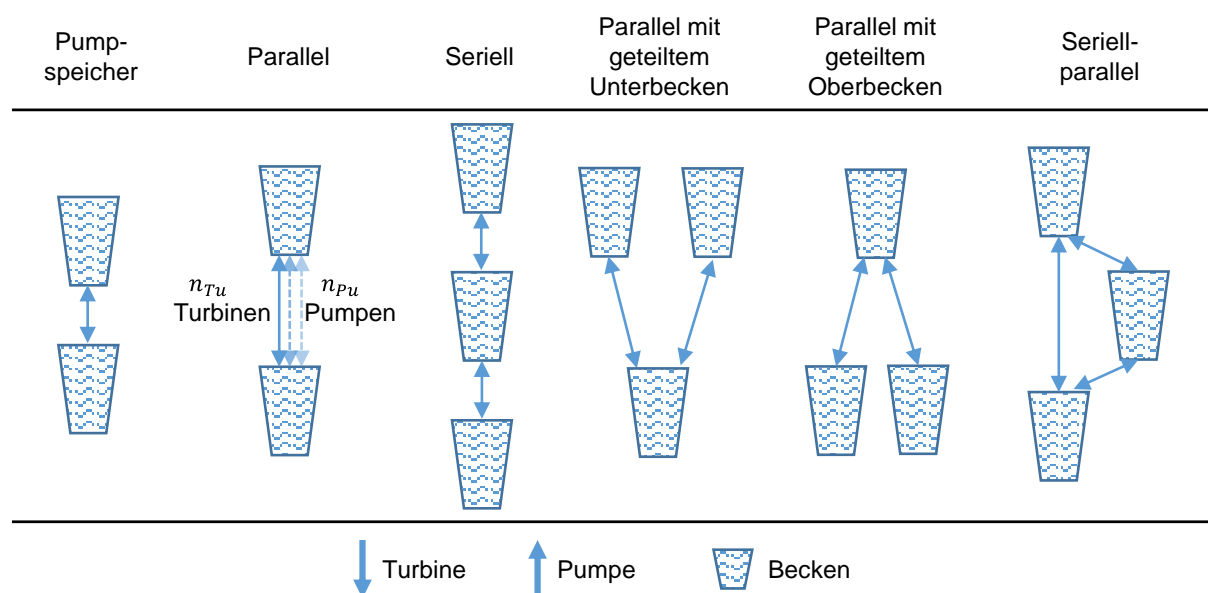


Abbildung 3: Topologien bzw. Grundmodelle von hydraulischen Anlagengruppen

Die erste Topologie stellen Pumpspeicher mit zwei Becken sowie einer Turbine und/oder einer Pumpe dar. Anschließend folgen parallele Wege. Dabei handelt es sich um zwei Becken, die durch mehr als eine parallele Turbine oder Pumpe miteinander verbunden sind. Darauf folgt die serielle Topologie, die aus mehreren verketteten Becken besteht. Bei parallelen Topologien mit geteiltem Unterbecken sind zwei disjunkte Oberbecken über ein gemeinsames Unterbecken miteinander verbunden. Bei parallelen Topologien mit geteiltem Oberbecken liegt der Fall analog für zwei Unterbecken vor. Die seriell-parallele Topologie entspricht der seriellen Topologie von drei Becken mit dem Zusatz, dass das oberste Becken auch parallel am mittleren Becken vorbei mit dem unteren Becken verbunden ist.

4 Verfahren zur anlagenweisen Aggregation

In vorliegendem Kapitel werden Anforderungen, Ansatz, Annahmen und Verfahren zur anlagenweisen Aggregation von hydraulischen Kraftwerkskaskaden dargelegt. Anschließend wird zur Verdeutlichung des Vorgehens ein Beispiel erläutert.

4.1 Anforderungen

Damit das Verfahren mit dem vorhandenen Modell kombinierbar ist und auch das aggregierte Modell bzw. Optimierungsproblem eine realitätsnahe Lösung liefert, werden nachfolgende Anforderungen an das Verfahren gestellt:

- Die Aggregationsvorschrift ist allgemeingültig und auf jedes hydraulische Netzwerk anwendbar,
- das Ziel ist die vollständige Aggregation einer beliebigen Menge an hydraulischen Kraftwerksanlagen in einer Gebotszone zu einem isolierten (Pump-)Speicherkraftwerk bestehend aus jeweils einem Oberbecken, Unterbecken, Turbine und/oder Pumpe,
- die installierte Leistung bleibt gleich und die Abweichungen in der Lösung durch die Aggregation sollen minimal sein,
- es sind Abstufungen in der Aggregation möglich, wobei die größten zu erwartenden Abweichungen von der detaillierten Lösung zum Ende der Aggregation hin auftreten,
- die hydraulische Vernetzung wird, in vereinfachtem Maße, in den Zwischenstufen der Aggregation weiterhin betrachtet und
- regionale Wechselwirkungen und Wettereinflüsse sollen sich in der Lösung wiederfinden.

4.2 Ansatz und Annahmen

Als Ansatz wird die iterative Zusammenfassung von Komponenten der hydraulischen Netzwerke gewählt. Diese erfolgt derart, dass jeweils ein zusammenfassendes Grundmodell durch ein (Pump-)Speicherkraftwerk ersetzt wird. Die Parametrierung eines Ersatzmodells ergibt sich aus der Art und den Parametern der detaillierten Grundmodelle. Es werden die zusammenfassenden Grundmodelle so gewählt, dass sie die kleinsten Einheiten sind, mit deren Hilfe sich jedes mögliche auftretende hydraulische Netzwerk durch Kombination darstellen lässt. Die Grundmodelle sind im Detail in Abbildung 3 aufgeführt. Eine Art von Grundmodell ist beispielsweise eine Kaskade aus drei Becken, die in Reihe mit Turbinen oder Pumpen verbunden sind. Das (Pump-)Speicherkraftwerk dazu besteht aus einem Oberbecken, einem Unterbecken und ggf. einer Turbine und einer Pumpe.

Die zentralen Eigenschaften des Ansatzes sind wie folgt:

- Die Ersatzsubgruppe ist die Topologie des (Pump-)Speichers gemäß Abbildung 3.
- Die Subgruppen werden so definiert, dass sie nach der Ersatzsubgruppe die simpelsten Strukturen bzw. Topologien sind, aus denen sich jedes hydraulische Netzwerk durch beliebige Kombination darstellen lässt.
- Im Zuge der Aggregation werden sukzessive einzelne Subgruppen durch Ersatzsubgruppen ersetzt und somit die Anzahl der Komponenten verringert.

- Die Subgruppen werden derart sortiert, dass die durch das Zusammenfassen antizipierte Abweichung in der Lösung bei den ersten Subgruppen gering ist und im Verlauf der Aggregation zunimmt.
- Die Aggregation eines Netzwerks ist abgeschlossen, sobald die Subgruppen aller Typen zu einer Ersatzsubgruppe zusammengefasst sind. Das gesamte hydraulische Netzwerk ist dann zu einem isolierten (Pump-)Speicherkraftwerk zusammengefasst.
- Die Aggregation der hydraulischen Netzwerke in einer Gebotszone ist abgeschlossen, sobald alle enthaltenen hydraulischen Netzwerke zu einem isolierten (Pump-)Speicherkraftwerk zusammengefasst sind.

Damit der Aggregationsfehler möglichst gering ausfällt, werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Gesamtleistung der aggregierten Turbinen und Pumpen entspricht der Leistungssumme der detaillierten Komponenten (Leistungserhaltung).
- Damit die durch Zuflüsse herangetragene Energie und mittlere Jahreserzeugung nicht verändert werden, werden Zuflüsse und Beckenvolumen derart umgerechnet, dass erzeugbare und verbrauchbare Strommengen grundsätzlich nicht verändert werden. Da Energiemengen in hydraulischen Netzwerken nicht immer eindeutig definiert sind, werden in Ausnahmefällen Mittelwerte genutzt. Ausnahmefälle bilden Topologien mit mehreren parallelen Turbinen, die ein gemeinsames Oberbecken aufweisen und Topologien mit mehreren parallelen Pumpen, die ein gemeinsames Unterbecken nutzen. Diese Mittelwerte werden leistungsgewichtet, da die leistungsstärkeren Anlagen üblicherweise mehr Wasser umsetzen und daher einen größeren Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad der genutzten Wassermengen haben (Energieerhaltung).
- Der mittlere Wirkungsgrad entspricht dem leistungsgewichteten Mittelwert der mittleren Wirkungsgrade der detaillierten Komponenten. Falls sich dabei Wälzwirkungsgrade von über 100% ergeben, wird der Wirkungsgrad der Pumpe reduziert, sodass für die Ersatzsubgruppe ein Wälzwirkungsgrad von 100% vorliegt (Wirkungsgraderhaltung).
- Die durch Turbinen bereitgestellte oder Pumpen nutzbare elektrische Energie ist in Summe gleich der im detaillierten Modell (Erhaltung von Ausfällen, Revisionen und Zwangseinsätzen).

Der Ansatz und die Annahmen bilden die Grundlage für das nachfolgend beschriebene Aggregationsverfahren.

4.3 Verfahren

Das iterative Aggregationsverfahren wird vorgelagert zur bestehenden Marktsimulation auf die Eingangsdaten angewandt. Die in ihrer Komplexität vereinfachten Eingangsdaten bzw. Modelle werden anschließend im Marktsimulationsverfahren [7] vorgegeben.

Das Schema des Aggregationsverfahrens ist in Abbildung 4 aufzeigt. Das Abbruchkriterium der äußeren Schleife ist erfüllt, wenn die aktuelle Aggregationsstufe über der finalen Aggregationsstufe liegt. In der Schleife wird das Gesamtnetzwerk zerlegt und hydraulische Subgruppen überschneidungsfrei identifiziert. Es wird geprüft, ob es eine Subgruppe bzw. Grundmodell mit einer geringeren Stufe als die aktuelle Aggregationsstufe gibt. Falls solch eine Subgruppe vorliegt, wird diese Subgruppe aggregiert und anschließend das resultierende Gesamtersatznetzwerk erneut zerlegt. Diese innere Schleife wird wiederholt, bis keine

Subgruppe mehr mit einer Stufe unterhalb der aktuellen Aggregationsstufe identifiziert werden kann.

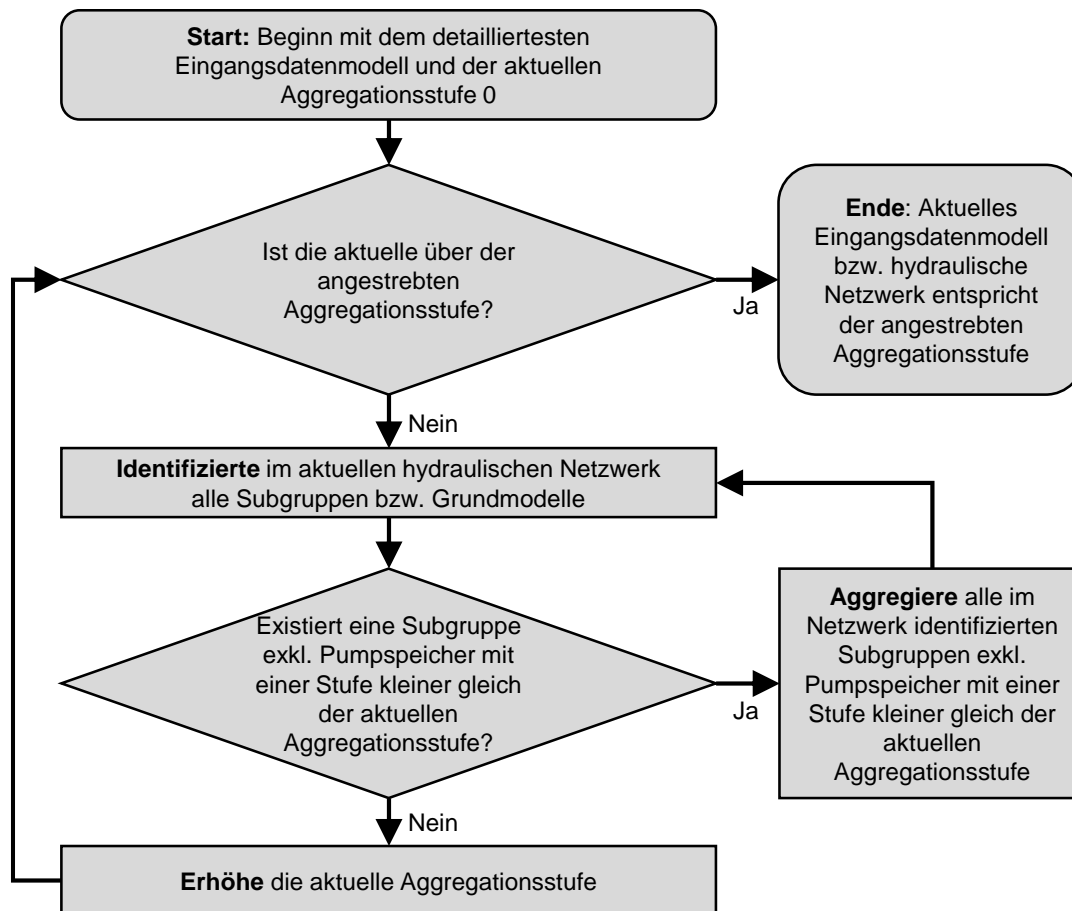


Abbildung 4: Flussdiagramm des iterativen Aggregationsverfahrens

Die Reihenfolge der Aggregationsstufen 0 bis 5 ist identisch zu den Grundmodellen aus Abbildung 3. Danach werden in der Aggregationsstufe 6 hydraulische Netzwerke ohne Zufluss und in der Aggregationsstufe 7 mit Zufluss aggregiert. In der Aggregationsstufe 8 sind Netzwerke mit und ohne Zufluss erfasst. Die Reihenfolge der Aggregationsstufen wurde wie beschrieben gewählt, um den antizipierten Fehler in den ersten Aggregationsstufen zu reduzieren und sukzessive zu steigern.

4.4 Beispiel

Im Verfahren werden ausgehend vom Grundmodell (Aggregationsstufe 0) zunächst einzelne, voneinander isolierte Netzwerke aggregiert. Der Vorgang ist exemplarisch in Abbildung 5 dargestellt. Die Aggregationsstufen 1 bis 5 vereinfachen verbundene Anlagen, indem in der in Abbildung 3 dargestellten Reihenfolge Subgruppen jeweils zusammengefasst werden. In Aggregationsstufe 1 werden alle parallelen Wege zusammengefasst. In Aggregationsstufe 2 erfolgt dies zusätzlich zu parallelen Wegen auch für serielle Strukturen, in Aggregationsstufe 3 auch für parallele Strukturen mit geteiltem Unterbecken, in Aggregationsstufe 4 auch für parallele Strukturen mit geteilten Oberbecken und abschließend in Aggregationsstufe 5 zusätzlich für seriell-parallele Strukturen. Nach Abschluss der Aggregationsstufe 5 ist jedes Netzwerk zu einem (Pump-)Speicherkraftwerk mit oder ohne Zufluss zusammengefasst.

Ab Aggregationsstufe 6 findet eine netzwerkübergreifende Aggregation statt. Es werden alle Netzwerke, die vorher zu einem (Pump-)Speicherkraftwerk ohne Zufluss zusammengefasst werden konnten, zu nur noch einem einzigen Netzwerk bzw. (Pump-)Speicherkraftwerk pro Gebotszone zusammengefasst. Die Netzwerke mit Zufluss bleiben davon unberührt. Die Netzwerke mit Zufluss werden in Aggregationsstufe 7 zu einem separaten (Pump-)Speicherkraftwerk mit Zufluss zusammengefasst. Schließlich werden in der letzten Aggregationsstufe 8 auch die zuvor hergeleiteten beiden Ersatzanlagen aggregiert, um mit dem dann vorliegenden einzigen (Pump-)Speicherkraftwerk ggf. mit Zufluss alle hydraulischen Kraftwerke in einer Gebotszone abzubilden.

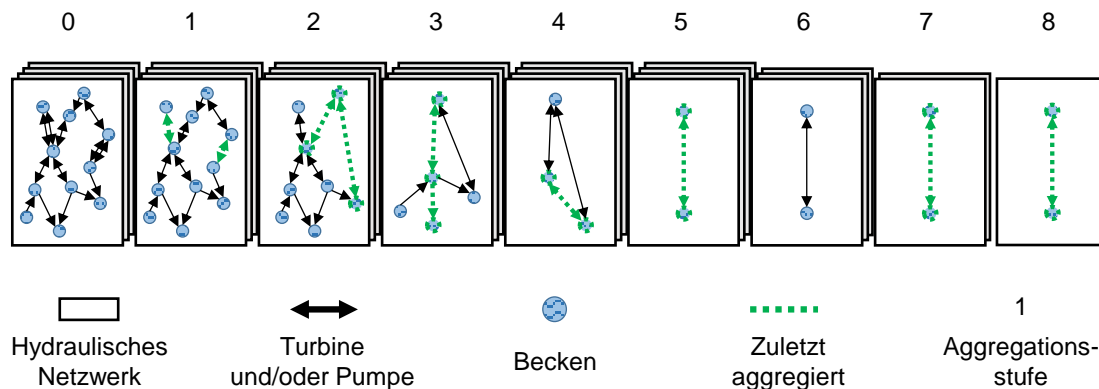


Abbildung 5: Exemplarische Erkennung und Aggregation von Anlagengruppen

Durch die Vereinfachung der Netzwerkstrukturen werden Restriktionen im Einsatz, die sich aus der Anlagentopologie ergeben, nicht gänzlich berücksichtigt. Es wird daher im Ergebnis dahingehend ein Fehler durch die Aggregation antizipiert, dass die Flexibilität der Anlagen im Einsatz zunehmend überschätzt wird.

5 Exemplarische Untersuchung

Ziel der Untersuchung ist die Quantifizierung von Anlageneinsätzen, Handelsbilanzen, Strompreisen und der Rechenzeit, um das Verfahren zu plausibilisieren und zu validieren. Zudem ermöglicht dies eine Abwägung zwischen Ergebnisabweichung und Rechenzeitvorteil, sodass Empfehlungen für Modellierer mit Fokus auf die deutsch-luxemburgische Gebotszone angegeben werden können. Dazu werden nachfolgend zunächst das Untersuchungsszenario dargelegt und anschließend die Simulationsergebnisse erläutert.

5.1 Untersuchungsszenario

Zur Validierung wird eine Ex-post-Simulation für das Jahr 2018 mit einer stündlichen, europaweiten und gleichwertigen Betrachtung im Ausgangsfall durchgeführt. Es werden 50 Gebotszonen mit 502 hydraulischen Turbinen und Pumpen sowie 684 Speicherbecken abgebildet. Zudem werden 1.712 thermische Kraftwerke modelliert. Im- und Exporte werden mit bilateralen Obergrenzen und in der Region des Flow-Based Market Coupling 459.338 flussbasierte Handelsrestriktionen abgebildet. Der Eingangsdatensatz wurde mittels öffentlich verfügbaren Quellen recherchiert [7] und validiert [8].

Ausgehend von diesem Eingangsdatensatz werden alle hydraulischen Kraftwerke auf die jeweilige Stufe mit Ausnahme der deutsch-luxemburgischen Gebotszone aggregiert. So kann der Einfluss der Aggregation auf den aggregierten Anlageneinsatz in der Alpenregion und auf den nicht aggregierten Anlageneinsatz und Spotmarktpreis in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone analysiert werden. Schließlich werden diese Rechnungen 15-fach wiederholt, um die erwartete Rechenzeit und deren Streuung zu quantifizieren.

5.2 Einsatz der hydraulischen Kraftwerkskaskade Dixence in der Schweiz

Abbildung 6 stellt die Dauerkurven des saldierten Turbinen- und Pumpeinsatzes in der hydraulischen Kraftwerkskaskade Dixence in der Schweiz (vgl. Abbildung 1 und 2) dar. Bei den letzten Aggregationsstufen 7 und 8, wo Dixence mit anderen hydraulischen Netzwerken in der Schweiz aggregiert wird, sind Erzeugung bzw. Verbrauch anteilig visualisiert.

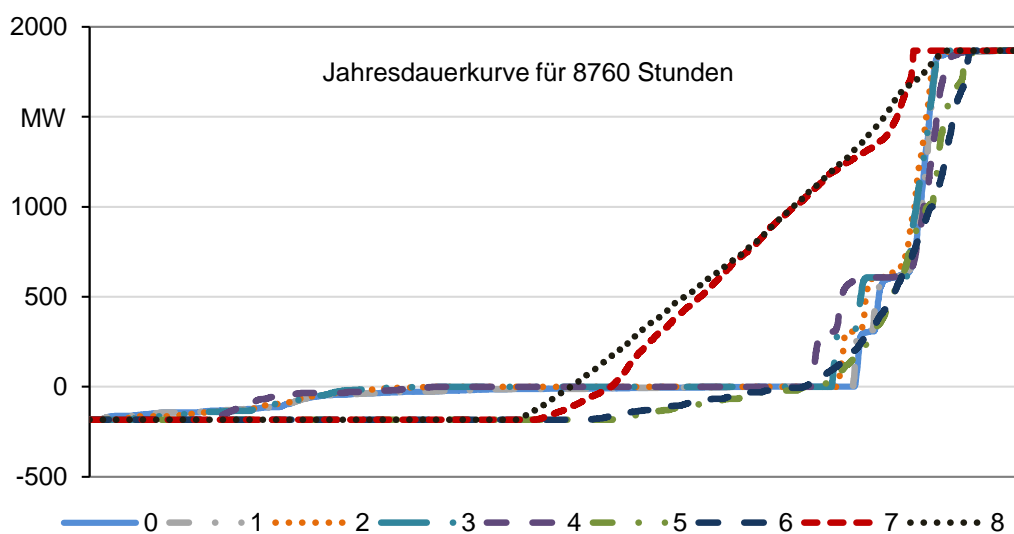


Abbildung 6: Jahresdauerkurve der saldierten Anlageneinspeisung der Gruppe Dixence, Schweiz

In den Aggregationsstufen 1 bis 3 sind geringfügige Änderungen der Einspeisung bzw. des Verbrauchs zu erkennen. Eine deutliche Änderung ergibt sich von Aggregationsstufe 3 zu 4 (geteilte Oberbecken). Dort entfällt der charakteristische Pumpeinsatz in Teillast. In Aggregationsstufe 4 werden die Unterbecken der Pumpen und deren Zuflüsse aggregiert. Dadurch entfällt der zuvor bestehende Bedarf für das kurzfristige Pumpen der natürlichen Zuflüsse zum anschließenden Turbinieren. Stattdessen kann das in die Becken zugeflossene Wasser in einem längeren Zeitraum bei Maximalleistung (der aggregierten Pumpen) gepumpt werden. Der charakteristische Einsatz der Pumpen bei Teillast in über 1.000 Stunden und nur in vereinzelt Stunden unter Maximallast wird in keiner anschließenden Aggregationsstufe wieder hergestellt. Von der Aggregationsstufe 4 zur 5 (seriell-parallel) verändert sich die Dauerkurve nochmals wesentlich, sodass der Arbeitspunkt größtenteils bei Maximalleistung der Pumpen liegt und die Dauerkurve keine Stufen mehr aufweist. Zudem entfällt der charakteristische Einsatz ohne Einspeisung und Verbrauch. Die Aggregation bewirkt hier, dass das gepumpte Wasser nicht mehr nur einmalig zur Stromerzeugung, sondern im Zirkel zur mehrfachen Turbinierung genutzt werden kann. Hier ist das gesamte hydraulische Netzwerk zu einem einzigen Pumpspeicherkraftwerk aggregiert und so ergibt sich ein gleichmäßiger Übergang zwischen minimaler und maximaler Ersatzleistung. In der Aggregationsstufe 6

(Netzwerke ohne Zufluss) ändert sich der Einsatz nur unwesentlich, da die Anlagengruppe selbst nicht aggregiert wird. Bei der Aggregationsstufe 7 (Netzwerke mit Zufluss) verschiebt sich der Einsatz hingegen deutlich in Richtung binärer Fahrweise. In der Aggregationsstufe 7 wird der Einsatz der Ersatzanlage aller hydraulischen Gruppen in der Schweiz mit Zufluss dargestellt und auf die Teilleistung der betrachteten Gruppe bezogen. Da die mittleren Zuflüsse der hydraulischen Gruppen in der Schweiz höher als die von Dixence ausfallen, nimmt die Nettoerzeugung der Ersatzanlage deutlich zu. Dies unterstreicht die Notwendigkeit der Modellierung von einzelnen hydraulischen Kraftwerkskaskaden bzw. -netzwerken bei der Herleitung realitätsnaher Netznutzungsfälle. Insgesamt erscheinen die Flächen (Energie) und die Maximalwerte (Leistung) in allen Aggregationsstufen hinsichtlich der Größenordnung grob vergleichbar, da die Eingangsdaten so weit möglich verwertet wurden (vgl. Abschnitt 4.2).

5.3 Nettoexport von Deutschland-Luxemburg

Abbildung 7 stellt die Jahresdauerkurve der Handelsbilanz der Gebotszone Deutschland-Luxemburg dar. Ein positiver Wert entspricht einem Nettoexport und ein negativer einem Nettoimport.

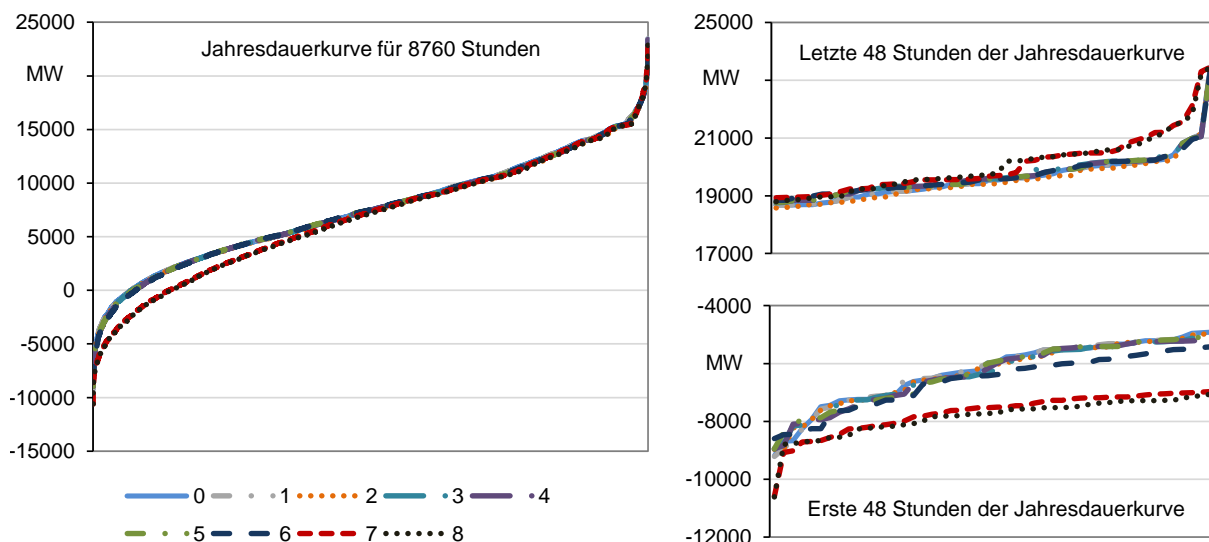


Abbildung 7: Jahresdauerkurve der Handelsbilanz von Deutschland-Luxemburg

Es ist zu erkennen, dass sich die Handelsbilanz des Fokusgebietes in den Aggregationsstufen 1 bis 6 nur geringfügig ändert. Die Aggregationsstufen 7 und 8 liegen hingegen im Bereich einer absoluten Handelsbilanz von bis etwa 5 GW drunter, was einem geringeren Nettoexport bzw. einem höheren Nettoimport entspricht. Dies ist plausibel, weil durch die Aggregation der Kraftwerkskaskaden sich die Gesamtjahresimporte und -exporte annähern bzw. sich ein verstärkter Speichereffekt im Bereich einiger GW ergibt. Bei geringeren oder höheren Handelsbilanzen sind durch die Aggregation entstehende, zusätzliche Freiheitsgrade ausgeschöpft, sodass sich keine weiteren Ausgleichseffekte ergeben. Der Verlauf der Dauerkurve bleibt im Wesentlichen bestehen. Insbesondere bleiben die Abweichungen vom maximalen Export und Import in den Aggregationsstufen 1 bis 6 bei unter 1 GW. Falls hydraulische Netzwerke in den Aggregationsstufen 7 und 8 zusammengelegt werden, ergeben sich beim maximalen Import Abweichungen von über 1 GW.

5.4 Spotpreise für Deutschland-Luxemburg

Abbildung 8 visualisiert die hergeleiteten dualen Variablen der Lastgleichung in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg, welche einen Schätzer für den Strompreis darstellen. Zudem ist der historische Day-Ahead-Preis von der EPEX Spot für das Jahr 2018 enthalten.

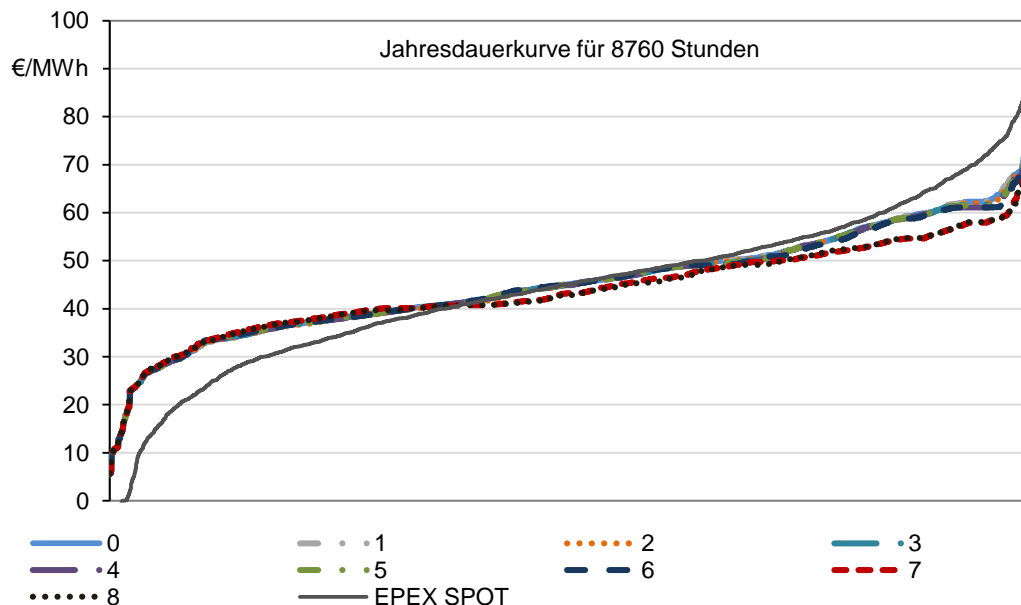


Abbildung 8: Jahresdauerkurve der Spotpreise für Deutschland-Luxemburg

Der Spotpreis ändert sich insgesamt durch die Aggregation nur geringfügig. Lediglich bei der Aggregation von voneinander isolierten (Pump-)Speicherkraftwerken mit Zufluss (Wechsel von der Aggregationsstufe 6 zu 7) sind Änderungen von bis zu 5 €/MWh im oberen Teil der Preisdauerkurve zu verzeichnen. Die grundsätzliche Struktur und Häufigkeit der Preise bleibt jedoch auch dabei erhalten. Negative Day-Ahead-Preise sind nicht zu erkennen, weil im konfigurierten Strommarktmodell – neben Pumpen, Exporten und Lastüberdeckung – keine flexiblen, preiselastischen Nachfrager modelliert werden. Die restlichen Preisunterschiede sind auf den Fundamentalansatz, die perfekte Voraussicht, das hier vereinfachte Modell zur Nachbildung detaillierten Regelleistungsqualitäten und die hier nicht im Preis einbezogenen getätigten und vermiedenen Anfahrtkosten thermischer Kraftwerke zurückzuführen [7].

5.5 Rechenzeit

Zu Analyse der Rechenzeit wurde die Rechnung 15-fach auf der gleichen Maschine (Intel Xeon E5 2630, 40 Threads und 256 GB RAM) wiederholt. Dabei wurde die Laufzeit gemessen. Messergebnisse wie Mittelwerte und Quantile der realen Laufzeit können Abbildung 9 entnommen werden. Als Ausreißer gelten dabei Messergebnisse, deren Abweichung vom Median mehr als das eineinhalbfache der Differenz von unterem zu oberem 25%-Quantil beträgt. Reale Laufzeit bedeutet, dass es sich um die real per Stoppuhr gemessene Zeitdauer des Gesamtverfahrens handelt und nicht um den bei der parallelen Anwendung deutlich höheren Rechenzeitbedarf. Die Laufzeit erfasst das gesamte Simulationsverfahren inklusive Ladevorgang, Aggregation, Optimierung und Ausgabe.

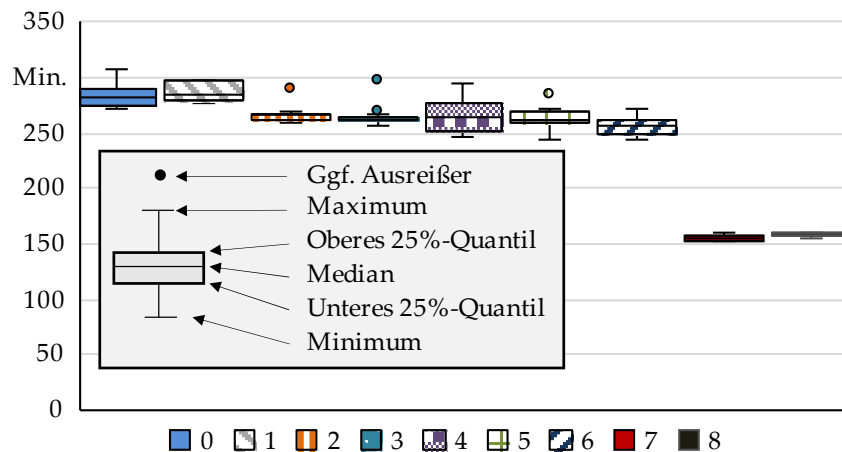


Abbildung 9: Reale Rechenzeiten je Aggregationsstufe

Die Aggregation ist eine deterministische Berechnung, sodass deren Durchführung stets in unter drei Sekunden erfolgte. Das Laden der Eingangsdaten und Ausschreiben der Ergebnisse lag stets bei unter fünf Minuten, sodass der Rechenzeit vorwiegend durch die Optimierung verursacht wird. Bei der Aggregationsstufe 1 mit zusammengelegten parallelen Turbinen und Pumpen nimmt die Rechenzeit im Mittelwert leicht zu. Dies könnte durch die Nutzung von IBM CPLEX im parallelen Modus bedingt sein, weil dort die Geschwindigkeit einer Optimierung von Zufalls-Lösungs-Heuristiken abhängt. Bei den ersten Aggregationsstufen 1 bis 6 ist insgesamt ein Trend zu geringeren Rechenzeiten zu erkennen. In der Aggregationsstufe 6 (Aggregation aller Kaskaden ohne Zufluss) kann die Rechenzeit um etwa 10%, im Vergleich zum Fall ohne Aggregationen (Aggregationsstufe 0) reduziert werden. Durch eine weitere Aggregation der hydraulischen Netzwerke mit Zufluss liegt eine Rechenzeitreduktion von 45%, im Vergleich zu ohne Aggregation, vor. Die Aggregation hydraulischer Kaskaden mit Zufluss hat nur einen marginalen Einfluss auf die Rechenzeit. Die Rechenzeit wird also überwiegend durch die Aggregation der Kaskaden mit Zufluss (Wechsel von Aggregationsstufe 6 zu 7) bestimmt.

Die Zusammenfassung von einzelnen Komponenten innerhalb eines wasserseitig verknüpften hydraulischen Netzwerks hat nur einen geringen Einfluss, weil die Entscheidungsvariablen für die Leistung bzw. den Wasserdurchfluss in der Regel gleichwertig beeinflusst werden und sich so eine hohe Gleichzeitigkeit im optimalen Einsatz widerspiegelt. Die Vernachlässigung der wasserseitigen Verknüpfungen von Netzwerken mit Zufluss hat demgegenüber einen hohen Einfluss auf die Rechenzeit. Wo die räumliche Auflösung des Anlageneinsatzes keine Rolle spielt, wie zum Beispiel bei der kurzfristigen Prognose eines Strompreises, kann also die schnellste Marktsimulation mit etwa 160 Minuten Rechenzeit bei voller Aggregation sinnvoll sein. Falls die räumliche Auflösung für eine Fragestellung wichtig ist, wie zum Beispiel in der strategischen Planung des Übertragungsnetzes, dann sind nur geringe Rechenzeitvorteile bei den ersten Aggregationsstufen zu erreichen. In Anbetracht der hohen Unterschiede in der abgeschätzten Netznutzung ist hier keine Aggregation zu empfehlen.

Bei der stärksten Aggregation verbleibt eine Restlaufzeit von etwa 160 Minuten. Diese Restkomplexität kann für schnellere Marktapproximationen durch weitere Methoden zur Aggregation reduziert werden. Dazu gehören die Teiloptimierungsprobleme bzw. Modelle von thermischen Kraftwerken, flexiblen Stromnachfragern und des Flow-Based Market Coupling.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Dargebotsabhängigkeit der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und deren kontinuierlicher Zubau führen zu einer Nachfrage nach flexiblen Stromspeichern. Zur Speicherung elektrischer Energie in großtechnischem Ausmaß spielen die hydraulischen Kraftwerke eine wesentliche Rolle, wozu (Pump-)Speicherkraftwerke und Kraftwerkskaskaden gehören. Deren Einsatz wird maßgeblich durch die zeitliche Entkopplung von Zuflüssen und Stromerzeugung sowie durch den zusätzlichen Pumpbetrieb bestimmt. Daher sind hydraulische Kraftwerkskaskaden, deren Berücksichtigung bei der Modellierung in Strommarktsimulationen erhebliche Rechenzeiten verursacht, bei der Herleitung von realitätsnahen Strompreisen oder Netznutzungsfällen relevant. Das Ziel dieser Arbeit besteht somit in der Entwicklung eines Verfahrens zur Aggregation von Komponenten in hydraulischen Kraftwerkskaskaden, um den Einfluss von Modellierungsvereinfachung auf Anlageneinsatz, Strompreise und Rechenzeit zu quantifizieren und so Entscheidungsempfehlungen für die Auswahl von Aggregationen zur adäquaten Reduktion der Rechenzeit herzuleiten.

Die Analyse zeigt, dass Typen und Komponenten von hydraulischen Kraftwerkskaskaden zeit- und anlagenspezifische Abhängigkeiten aufweisen. Darüber hinaus sind Wettereinflüsse über die Zuflüsse relevant. Im Rahmen der technisch-betrieblichen Restriktionen werden in der Realität 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, wurden zunächst für einzelne Komponenten die technischen Nebenbedingungen bezüglich der Deckung der Nachfrage an Strommärkten und die Kontinuität von Wasserflüssen und Speichermengen sowie die Zielfunktion der Gesamtkostenminimierung aufgestellt. Danach wurde auf die Grundmodelle der Aggregationen eingegangen, wie die einzelnen modellierten Komponenten innerhalb einer hydraulischen Kraftwerkskaskade sinnvoll zusammengefasst werden sollen. Dabei wurde ein iteratives Aggregationsverfahren der Marktsimulation vorgelagert, welches die Eingangsdaten in ihrer Komplexität vereinfacht. Insgesamt ergeben sich acht Aggregationsstufen und einhergehender Erkennungsmethoden, die die Komponenten und deren Anordnung von einem sehr hohen bis zu einem stark vereinfachten Detailgrad überführen.

Die Untersuchungen zeigten, dass die Zusammenfassung von einzelnen Komponenten innerhalb eines wasserseitig verknüpften Netzwerks in den ersten Aggregationsstufen nur einen geringen Einfluss auf den Anlageneinsatz und die Rechenzeit hat. Die Vernachlässigung einer in einer hydraulischen Kraftwerkskaskade charakteristischen Nebenbedingung, verändert den Anlageneinsatz wesentlich. Die Aggregationsstufen können jedoch so ausgestaltet sein, dass solche Überschätzungen in der Flexibilität des Einsatzes in möglichst hohen Aggregationsstufen erfolgen und die ersten Aggregationsstufen in der Regel zu marginalen Abweichungen in den Simulationsergebnissen führen. Die erzielbaren Reduktionen der Rechenzeit hängen von der Notwendigkeit der räumlichen Auflösung ab. Die Ergebnisse indizieren, dass für Strompreisprognosen starke Aggregationen genutzt werden können. Hier ist in etwa eine halbierte Rechenzeit für nur geringfügige Nachteile bei der Simulationsgenauigkeit realisierbar. Für die strategische Übertragungsnetzplanung im alpinen und skandinavischen Raum ergeben sich hingegen erhebliche Unterschiede in abgeleiteten Netznutzungsfällen, sodass geringe oder keine Aggregationen zu empfehlen sind.

Das neue Aggregationsverfahren leistet einen Beitrag zur Integration von (Eingangs-)Daten und Optimierungsmodellen sowie Verfahren zur Modellierung hydraulischer Kraftwerke. Die einheitliche Datenbasis für unterschiedliche räumliche Auflösungen und die Möglichkeit zur automatischen Überführung unterschiedlicher Datensätze zu einer höheren Aggregationsstufe mit kürzerer Optimierungsdauer ermöglicht eine flexible Nutzung von Eingangsdaten. Zudem wird durch die Überführung unterschiedlicher Datensätze bzw. Datenquellen auf die gleiche, höherliegende Aggregationsstufe eine direkte und damit effiziente Vergleichbarkeit von Eingangsdaten ermöglicht. Schließlich weist der Ansatz eine besonders hohe räumliche Auflösung und Modellbandbreite auf, sodass sonstige Speicher wie beispielsweise Batterien in ein vorgestelltes Modell überführt und so deren Vergleichbarkeit und Nutzbarkeit hergestellt werden kann.

Als Ausblick ist festzuhalten, dass die Rechenzeit bei der Aggregation von voneinander isolierten Anlagengruppen einen Sprung aufweist, was in der nicht-komponentenweisen Aggregation begründet ist. Eine Clustering von Anlagen mittels n- oder k-means-Algorithmen oder Maschinellen Lernen könnte neue Zwischenaggregationsstufen definieren. Die dann individuelle Anzahl an aggregierten Anlagen könnte einen stetigeren Übergang der Rechenzeit- und Auflösungsreduktion ermöglichen und weitere Anwendungsfälle erschließen.

Literaturverzeichnis

- [1] Moser, A.: Stromerzeugung und -handel: Skriptum zur Vorlesung, 8. Auflage, RWTH Aachen University, Vorlesungsskript, Aachen, 2018.
- [2] Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM) der Technischen Universität Graz: Hydraulischer Kurzschluss in einem Pumpspeicherkraftwerk, Graz, 2021.
- [3] Schwab, A. J.: Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 5. Auflage, Springer Vieweg Verlag, 2017.
- [4] Hameyer, K.: Komponenten und Anlagen der Elektrizitätsversorgung, Vorlesungsskript, RWTH Aachen University, Aachen, 2017.
- [5] Grande Dixence: Grande Dixence - Technische Dokumentation, <http://www.grande-dixence.ch/docs/default-source/documentation/brochure-technique/Grande-Dixence-Technische-Dokumentation.pdf>, Sion, 2015.
- [6] Ketov, M.: Marktsimulationen unter Berücksichtigung der Strom-Wärme-Sektorenkopplung, Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2019.
- [7] Maon: Electricity market model handbook, <https://cloud.maon.eu/handbook>, Berlin, 2021.
- [8] Hille, C.; et al.: Betrieb von Elektrolyseuren am Elektrizitätsmarkt im Zuge der Nationalen Wasserstoffstrategie, VDE ETG Kongress, Berlin, 2021.