

Beitrag der deutschen Wasserkraftanlagen zur Momentanreserve

Martin Knechtges und Albert Moser

Abstract

Contribution of German hydropower plants to the instantaneous reserve

The structural change towards climate-neutral electricity generation is changing the generation structure in Germany and Europe. This leads to a reduction of the rotating masses due to the elimination of fossil and nuclear power plants and thus of their stabilising instantaneous reserves, which increases the probability of inadmissible frequency deviations and gradients due to power deficits, for example after grid disconnections. In order to limit frequency deviations and gradients after disturbances to a permissible level in the future, the transmission system operators are increasingly focusing on the available instantaneous reserve of the remaining generation plants. Thus, hydropower plants also continue to provide instantaneous reserve. This study therefore quantifies the contribution of German hydropower plants to frequency stabilisation.

The contribution of German hydropower plants to the instantaneous reserve is based on two criteria: Firstly, the kinetic rotational energy stored in the hydropower plants - as a measure of the instantaneous reserve - is compared with the rotational energy of large fossil and nuclear power plants. On the other hand, under the idealised assumption that the instantaneous reserve is distributed evenly in proportion to the respective load in the European interconnected grid, the share of a power deficit attributable to Germany or Bavaria is determined, which the instantaneous reserve of the hydropower plants in Germany or Bavaria, together with the self-regulating effect of the German or Bavarian load, is still able to compensate without violating permissible frequency deviations and gradients.

Autoren

M. Sc. Martin Knechtges
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
IAEW der RWTH Aachen University
Aachen, Deutschland

Diese Veröffentlichung ist im Rahmen einer wissenschaftlichen Studie für den Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW), Initiative „Wasserkraft Ja bitte!“, im Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW und der Interessengemeinschaft Wassernutzung NRW entstanden.

The investigations prove that the kinetic rotational energy of the German hydropower plants is comparable to that of a large nuclear power plant. The instantaneous reserve of the German hydropower plants alone, together with the self-recovery effect of the German load, allows for the control of a disturbance event in which Germany would have a power deficit of 463 MW to be compensated. If only the load and hydropower plants in Bavaria are considered, a share of a power deficit of 102 MW attributable to Bavaria can be controlled.

Durch den Strukturwandel hin zu einer klimaneutralen Stromerzeugung verändert sich die Erzeugungsstruktur in Deutschland und Europa. Dies führt zu einer Reduktion der rotierenden Massen durch den Wegfall von fossilen und nuklearen Kraftwerken und damit ihrer stabilisierenden Momentanreserven, wodurch die Wahrscheinlichkeit unzulässiger Frequenzabweichungen und -gradienten durch Leistungsdefizite, beispielsweise nach Netzauftritten, zunimmt. Um Frequenzabweichungen und -gradienten nach Störungen auch zukünftig auf ein zulässiges Maß zu begrenzen, rückt die verfügbare Momentanreserve der verbleibenden Erzeugungsanlagen zunehmend in den Fokus der Übertragungsnetzbetreiber. So stellen auch Wasserkraftanlagen weiterhin Momentanreserve bereit. Im Rahmen dieser Studie wird daher der Beitrag der deutschen Wasserkraftanlagen zur Frequenzstabilisierung quantifiziert.

Der Beitrag der deutschen Wasserkraftanlagen zur Momentanreserve erfolgt anhand zweier Kriterien: Zum einen wird die in den Wasserkraftanlagen gespeicherte kinetische Rotationsenergie – als Maß für die Momentanreserve – mit der Rotationsenergie großer fossiler und nuklearer Kraftwerke verglichen. Zum anderen wird unter der idealisierten Annahme, dass die Momentanreserve gleichmäßig im Verhältnis der jeweiligen Last im europäischen Verbundnetz verteilt ist, der auf Deutschland bzw. Bayern entfallende Anteil eines Leistungsdefizits bestimmt, den die Momentanreserve der Wasserkraftanlagen in Deutschland bzw. Bayern gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der deutschen

bzw. bayerischen Last noch auszuregeln vermag, ohne dass es zur Verletzung zulässiger Frequenzabweichungen und -gradienten kommt.

Die Untersuchungen belegen, dass die kinetische Rotationsenergie der deutschen Wasserkraftanlagen in der Höhe vergleichbar mit denen eines großen Kernkraftwerks ist. Allein die Momentanreserve der deutschen Wasserkraftanlagen erlaubt gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der deutschen Last die Beherrschung eines Störereignisses, bei dem auf Deutschland ein auszuregelndes Leistungsdefizit in Höhe von 463 MW entfällt. Betrachtet man nur die Last und Wasserkraftanlagen in Bayern, ist ein auf Bayern entfallender Anteil eines Leistungsdefizits von 102 MW beherrschbar.

1 Einleitung

Wasserkraftanlagen bieten bereits heute eine Vielzahl von Vorteilen, wie beispielsweise einen hohen Wirkungsgrad, eine hohe Volllaststundenzahl, eine klimaneutrale Stromerzeugung und die Grundlast- und Regelenergiefähigkeit zur Netzstabilisierung und Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Der Transformationsprozess hin zu einer klimaneutralen Stromerzeugung verändert die Erzeugungsstruktur und führt zu einer Reduzierung der stabilisierenden Momentanreserven der fossilen und nuklearen Kraftwerke im Stromnetz. Daher rückt die Bereitstellung von Momentanreserve durch die verbleibenden rotierenden Erzeugungsanlagen zunehmend in den Fokus der Übertragungsnetzbetreiber.

Die Momentanreserve beschreibt die intrinsische Trägheit des Netzes, die bei einem Leistungsdefizit, z.B. als Folge eines Kraftwerksausfalls oder einer Netzauftritten, den Frequenzgradienten begrenzt. Dies führt auch zu geringeren Frequenzabweichungen, bis andere zeitlich verzögerte frequenzstützende Maßnahmen wie die Primärregelung einsetzen.

Die Momentanreserve steht durch die Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren und Turbinen konventioneller und nuklearer Kraftwerke inhärent zur

Verfügung. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung reduzieren sich diese systemstützenden Eigenschaften, wodurch die Wahrscheinlichkeit unzulässiger Frequenzabweichungen beispielsweise als Folge einer Netzauftrennung zunimmt. Erst kürzlich, am 8. Januar 2021, trat eine derartige Netzauftrennung im europäischen Verbundnetz auf [1].

Auch zukünftig müssen unzulässige Frequenzgradienten und -abweichungen durch die vorhandene Momentanreserve begrenzt werden, so dass die Stabilität des Netzes nicht gefährdet wird. Auch nach Netzauftrennungen ist es erforderlich, genügend Momentanreserve in jedem der Teilnetze vorzuhalten. Folge ist, dass die Momentanreserve im europäischen Netz verteilt vorzuhalten ist.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird daher idealisierend unterstellt, dass die Momentanreserve im Verhältnis der jeweiligen Last gleichmäßig im europäischen Verbundnetz verteilt ist und jedes Netzgebiet mit der jeweils vorgehaltenen Momentanreserve seinen Anteil an der Ausregelung eines aufgetretenen Leistungsdefizits übernehmen muss.

Um den Beitrag der Wasserkraftanlagen zur Momentanreserve quantifizieren zu können, wird in Kapitel 2 zunächst als Kenngröße für die Momentanreserve die kinetische Rotationsenergie genutzt, um die deutschen Wasserkraftanlagen mit großen fossilen und nuklearen Kraftwerken vergleichen zu können. In Kapitel 3 wird dann die Methode vorgestellt, mit der die maximalen Anteile an einem Leistungsdefizit bestimmt werden können, die die Momentanreserve der Wasserkraftanlagen in Deutschland bzw. Bayern gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der Last ohne Verletzung von zulässigen Frequenzabweichungen und -gradienten auszuregulieren vermag. In Kapitel 4 werden abschließend die Ergebnisse dargestellt.

2 Momentanreserve

Zur Bestimmung der vorhandenen Momentanreserve in den Wasserkraftanlagen wird als Maß die kinetische Rotationsenergie der rotierenden Massen von Generator und Turbinen aller Wasserkraftanlagen herangezogen. Diese Kenngröße lässt sich durch Aggregation der kinetischen Rotationsenergie der Einzelanlagen erfassen. Die Einzelanlagen werden dabei dem Marktstammdatenregister entnommen.

2.1 Marktstammdatenregister

Zur Ermittlung der installierten Leistungen der Wasserkraftanlagen in Deutschland wird auf das Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur zurückgegriffen [2]. Das MaStR erfasst dabei als zentrales Register Stammdaten sämtlicher Erzeugungsanlagen.

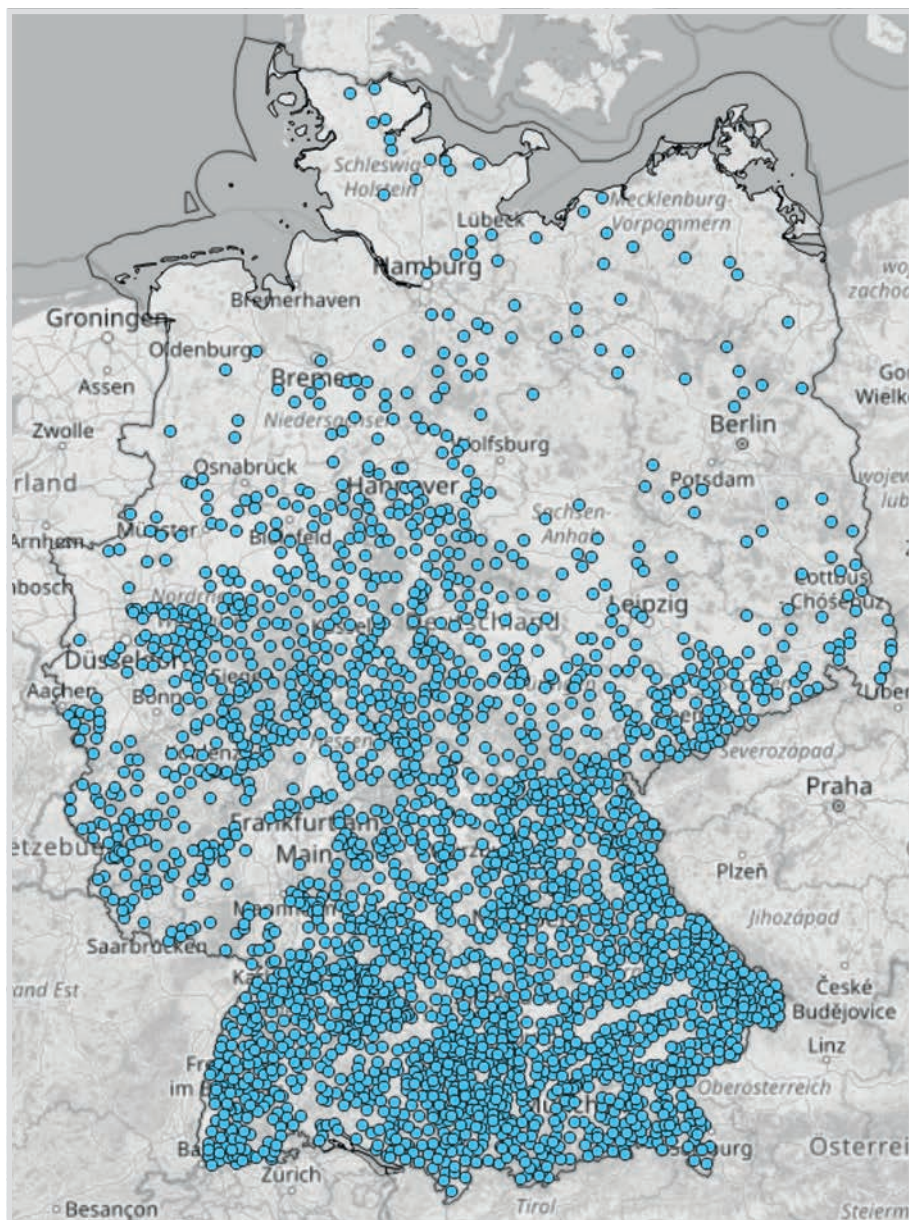


Bild 1. Deutschlandweite Verteilung der Wasserkraftanlagen auf Basis des MaStR.

Laut MaStR befinden sich 7.988 Wasserkraftanlagen in Betrieb (Stand: 21.04.2021; In der Betrachtung werden Pumpspeicherkraftwerke mitberücksichtigt.). Die Wasserkraftanlagen sind vorwiegend in der Mitte und im Süden Deutschlands dezentral verteilt (siehe Bild 1), wo auch die großen Verbrauchszentren vorzufinden sind, so dass für die erzeugte Leistung keine weiträumigen Leistungstransporte über das Übertragungsnetz notwendig sind. Dabei besitzen die Wasserkraftanlagen eine gesamte Nettonennleistung von rund 6,28 GW.

2.2 Kinetische Rotationsenergie einer Einzelanlage

Die Momentanreserve ist eine unverzüglich verfügbare Leistungsreserve, die sich aus der kinetischen Energie der rotierenden Schwungmassen der Synchrongeneratoren und Turbinen speist. Im Kontext der Momentanreserve wird statt des in der Physik üblichen Trägheitsmoments J üblicherweise die Trägheitskonstante H ver-

wendet. Wie in Formel (2.1) Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. beschrieben, lässt sich für jede synchron angebundene Erzeugungsanlage die Trägheitskonstante aus dem Trägheitsmoment J , der Kreisfrequenz der Rotation ω und der Nennleistung S der Anlage berechnen.

$$H = \frac{\frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2}{S} \quad (2.1)$$

Für die kinetische Rotationsenergie E_{kin} einer Anlage folgt:

$$E_{kin} = H \cdot S \quad (2.2)$$

In Tabelle 1 sind typische Werte für Trägheitskonstanten verschiedener Kraftwerkstypen auf Basis von unterschiedlichen Primärenergieträgern angegeben. Diese Konstanten werden bspw. von der ENTSO-E¹ zur Bewertung der zukünftigen

¹ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

Tab. 1. Durchschnittliche Trägheitskonstanten für verschiedene Kraftwerkstypen [3].

Kraftwerkstyp	Hydro conventional	Hydro small scale	Nuclear	Other thermal	Wind
Trägheitskonstante H [s]	3	1	6,3	4	0

Tab. 2. Berechnung der kinetischen Energie innerhalb der Anlageklassen.

Kraftwerkstyp	Anlagenklasse	Trägheitskonstante [s]	Installierte Leistung [MW]	Kinetische Energie [MWs]
Hydro conventional	> 30 MW	3	2.527,4	7.582
Hydro small-scale	5 MW ... 30 MW	1	1.721	1.721
Mini compact hydro	< 5 MW	0,5	2.029,3	1.014,6
Braunkohle Weisweiler Block H	-	4	600	2.400
Kernkraftwerk Isar/Ohu 2	-	6,3	1410	8.883

Momentanreserven verwendet. Wasserkraftanlagen werden dabei in zwei verschiedene Anlagenklassen, „Hydro conventional“ und „Hydro small scale“, unterteilt. Im Vergleich zu den thermischen Kraftwerken weisen Wasserkraftanlagen eine geringere Trägheitskonstante von $H = 0$ auf. Leistungselektronisch angebundene Windenergieanlagen weisen wie PV-Anlagen oder Batteriespeicher eine Trägheitskonstante von $H = 0$ auf, so dass die derzeit im Netz installierten Anlagen ohne Anpassung der Regelungskonzepte keinen Beitrag zur Momentanreserve liefern. Somit gewinnt die bereits vorhandene Momentanreserve in Wasserkraftanlagen an Bedeutung für die Frequenzhaltung.

Zur Bestimmung der vorhandenen kinetischen Energie innerhalb der Wasserkraftanlagen erfolgt eine Zuordnung der Trägheitskonstanten zu den Wasserkraftanlagen auf Basis der Nettonennleistung. Die Firma ANDRITZ HYDRO GmbH unterteilt ihre Wasserkraftanlagen abhängig der Nettonennleistung in [4]:

- „Mini compact hydro“ - kleiner 5 MW
- „Hydro small-scale“ - zwischen 5 und 30 MW
- „Hydro conventional“ - größer 30 MW

Da die ENTSO-E für die „Mini compact hydro“ keine durchschnittliche Trägheitskonstante angibt, wird in den weiteren Untersuchungen diese zu 0,5 s geschätzt.

2.3 Kinetische Rotationsenergie der Wasserkraftanlagen

Auf Basis der Trägheitskonstanten und der installierten Leistung der Wasserkraftanlagen lässt sich die vorgehaltene kinetische Rotationsenergie der deutschen Wasserkraftanlagen berechnen und mit der kinetischen Rotationsenergie großer fossiler und nuklearer Kraftwerke vergleichen, wie in Tabelle 2 dargestellt. Dabei ergibt sich eine kinetische Energie von insgesamt rund 10,32 GWs, die in den rotierenden Massen der Wasserkraftanlagen in Deutschland gespeichert ist.

Als Vergleich wird ein derzeit am Netz angeschlossenes Braunkohle- und Kernkraftwerk herangezogen. Für das Braunkohlekraftwerk Weisweiler Block H ergibt sich eine kinetische Energie von 2,40 GWs und für das Kernkraftwerk Isar/Ohu 2 eine kinetische Energie von 8,88 GWs.

Vor dem Hintergrund der Abschaltung der Kernenergie Ende 2022 und dem beschlossenen Braunkohleausstieg, ist zu erkennen, dass die bestehenden Wasserkraftanlagen zukünftig einen signifikanten Beitrag zur Vorhaltung von Momentanreserve liefern können. Ihre Momentanreserve ist vergleichbar mit der eines großen Kernkraftwerks.

3 Methode

Die im Netz vorhandene Momentanreserve wirkt sich nach Leistungsdefiziten insbesondere auf die maximale dynamische Frequenzabweichung und den Frequenzgradienten, die sogenannte Frequenzänderungsrate oder RoCoF (Rate of Change of Frequency) aus, wie in Bild 3 dargestellt. Dabei begrenzt die vorhandene Momentanreserve die initiale Frequenzänderungsrate und damit einhergehend die maximale dynamische Frequenzabweichung.

Zur Wahrung eines stabilen Netzbetriebs und zur Gewährleistung, dass bei größeren

Frequenzabweichungen oder -gradienten Lasten und Erzeugungsanlagen sich nicht vom Netz trennen, müssen nach Störereignissen maximal zulässige dynamische Frequenzabweichungen f_{dyn} eingehalten und die Frequenzänderungsrate f_{RoCoF} für verschiedene Zeitintervalle begrenzt werden [5]:

- $|f_{dyn}| \leq 0,8 \text{ Hz}$
- 500 ms: $|f_{RoCoF}| \leq 2 \text{ Hz/s}$
- 1.000 ms: $|f_{RoCoF}| \leq 1,5 \text{ Hz/s}$
- 2.000 ms: $|f_{RoCoF}| \leq 1,25 \text{ Hz/s}$

Zur Bewertung des Einflusses der vorhandenen Momentanreserve aus Wasserkraftanlagen in Deutschland und Bayern wird ein vereinfachtes dynamisches Systemmodell verwendet.

Unter der vereinfachenden, aber im Rahmen nachfolgender Abschätzung zulässigen Annahme, dass die Momentanreserve im Verhältnis der jeweiligen Last gleichmäßig im europäischen Verbundsystem verteilt, der Selbstregelleffekt der Last im europäischen Verbundsystem einheitlich und der Einfluss der Netzimpedanzen vernachlässigbar ist, beteiligen sich alle Netzgebiete gleichartig im Verhältnis ihrer Last bzw. Momentanreserve an der Ausregelung eines Leistungsdefizits, so dass das dynamische Verhalten eines Netzgebiets isoliert von den anderen Netzgebieten im europäischen Verbundnetz betrachtet werden kann. Diese Annahme führt zu dem Systemmodell nach Bild 4, welches zur Modellierung des deutschen und bayerischen Netzgebietes herangezogen und üblicherweise in Studien dieser Art verwendet wird [6]. Mithilfe des Systemmodells werden zeitliche Frequenzverläufe unter Berücksichtigung der intrinsischen Mechanismen wie der Trägheitsreaktion der synchronen Erzeugungsanlagen und des Selbstregelleffekts der frequenzabhängigen Lasten sowie die Primärregelung nach Eintritt eines Leistungsdefizits bestimmt.

Die Frequenzabhängigkeit der Last in einem Netzgebiet beeinflusst neben der Momentanreserve das kurzfristige dynamische Verhalten des Systems. Ihr Einfluss wächst mit der Gesamtlast P_{Last} im Netzgebiet sowie dem sogenannten Selbstregelleffekt der Last, der hier, wie in vergleichba-

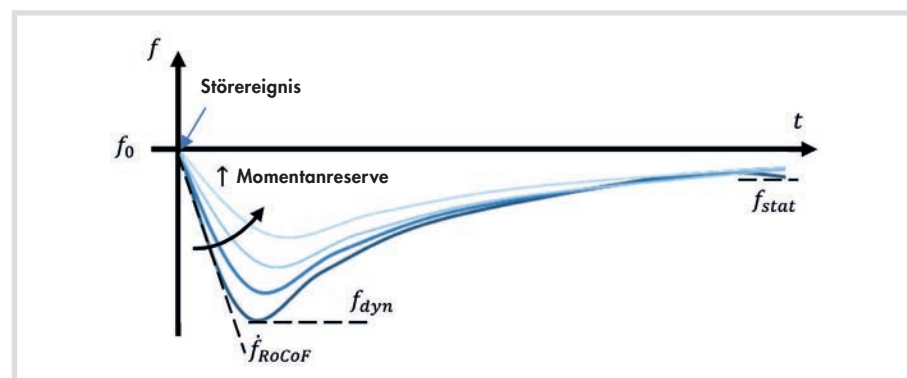


Bild 3. Exemplarische Frequenzverläufe nach Leistungsdefizit bei unterschiedlich vorhandener Momentanreserve.

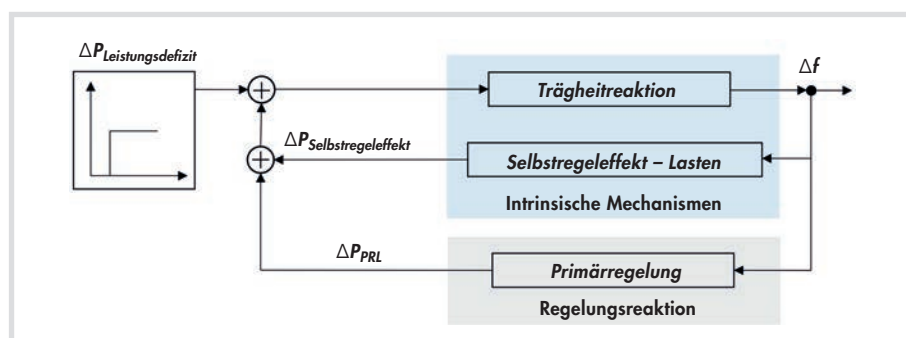


Bild 4. Blockdiagramm des verwendeten Systemmodells [6].

ren Untersuchungen üblich, zu 1%/Hz festgelegt wird.

Betrachtet wird nachfolgend jeweils eine Lastsituation, in der der Beitrag des Selbstregelleffekts der Last zur Frequenzstützung minimal ist, um den minimalen Beitrag eines Leistungsdefizits ermitteln zu können, den das deutsche bzw. bayerische Netzgebiet auszuregeln vermag. Dies ist die sogenannte minimale Netzlast. Für das deutsche Netzgebiet wird auf die minimale Netzlast im Jahr 2018 von rund 35,7 GW zurückgegriffen [7]. Die minimale Netzlast des bayerischen Netzgebiets wird davon ausgehend zu 5,26 GW geschätzt. Dabei wurde zur deren Abschätzung die minimale deutsche Netzlast im Verhältnis des bayerischen und deutschen Bruttostromverbrauchs runterskaliert [8, 9].

Die Trägheitsreaktion leitet sich aus der verfügbaren Momentanreserve ab. Auf Basis der kinetischen Energie aller Erzeugungsanlagen lässt sich für ein zu betrachtendes Netzgebiet eine sogenannte Netzanlaufzeitkonstante T_{an} nach Formel (3.1) ableiten, die zur Parametrierung der Trägheitsreaktion im Systemmodell herangezogen wird.

$$T_{an} = \frac{2 \cdot E_{kin}}{P_{Last}} \quad (3.1)$$

Da der Beitrag der deutschen bzw. bayerischen Wasserkraftanlagen zur Ausregulierung von Leistungsdefiziten im Fokus der Untersuchungen steht, werden die anderen Erzeugungsanlagen im Systemmodell hypothetisch ohne ihre Momentanreserve berücksichtigt. Für eine Netzlast von 35,72 GW und einer gespeicherten kinetischen Energie von rund 10,3 GWs aller Wasserkraftanlagen ergibt sich nach Formel (3.1) eine Netzanlaufzeitkonstante für Deutschland von $T_{an,DE} = 0,58$ s. Analog folgt für das bayerische Netzgebiet mit einer Netzlast von rund 5,26 GW und einer kinetischen Energie von rund 5,05 GWs der bayerischen Wasserkraftanlagen eine Netzanlaufzeitkonstante von $T_{an,Bayern} = 1,92$ s.

Die Primärregelung erfolgt hier über die anderen Erzeugungsanlagen im System-

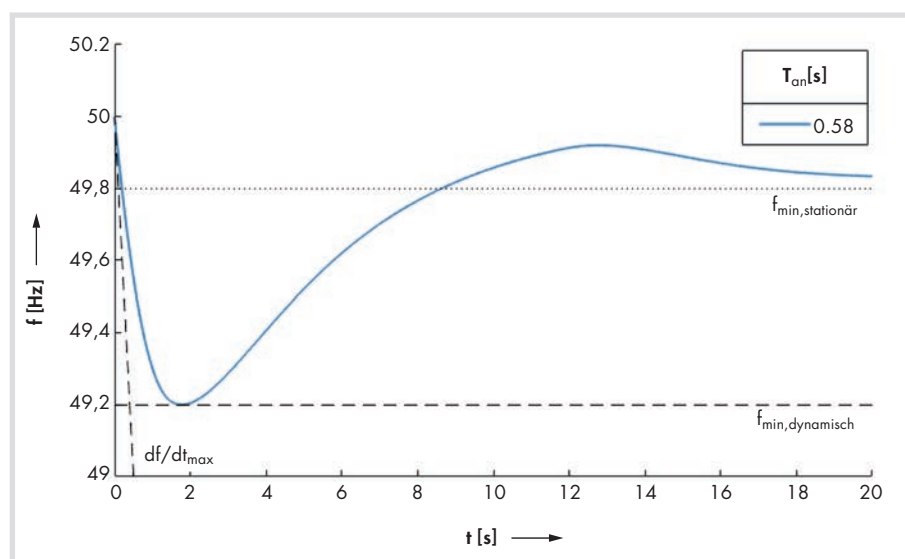
modell. Im Rahmen aller Untersuchungen wird die Primärregelleistung entsprechend der Höhe des vom Netzgebiet auszuregelnden Leistungsdefizits dimensioniert.

Der auf das betrachtete Netzgebiet zur Ausregulierung entfallende Anteil eines Leistungsdefizits wird im Systemmodell variiert, um die maximale Defizitleistung ermitteln zu können, die die Momentanreserve der Wasserkraftanlagen gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der Last in dem Netzgebiet ohne Verletzung der zulässigen Werte von Frequenzabweichung und –gradienten auszuregeln vermag.

Die Parameter des Systemmodells sind in Tabelle 3 für die verschiedenen betrachteten Netzgebiete zusammengefasst.

Tab. 3. Kenndaten der zu betrachtenden Netzgebiete.

Netzgebiet	Deutschland	Bayern
Last	35,72 GW	5,26 GW
installierte Leistung Wasserkraftanlagen	6,28 GW	2,94 GW
kinetische Energie Wasserkraftanlagen	10.317 MWs	5.048 MWs
Netzanlaufzeitkonstante	0,58 s	1,92 s
Leistungsdefizit	variabel	variabel
Primärregelung	entsprechend Leistungsdefizit	entsprechend Leistungsdefizit

Bild 5. Frequenzverlauf bei einem Leistungsdefizit von $\Delta P_{\text{Defizit}} = 462,5$ MW für das deutsche Netzgebiet.

4 Ergebnisse

In den nachfolgenden Untersuchungen wird über eine schrittweise Erhöhung des auf ein Netzgebiet entfallenen Leistungsdefizits ermittelt, ab welcher Höhe des Leistungsdefizits die Frequenzgrenzen verletzt werden.

Netzgebiet Deutschland

Bei einer Netzlast von 35,72 GW sind die deutschen Wasserkraftanlagen gemeinsam mit dem Lastregelleffekt der deutschen Last in der Lage, Leistungsdefizite bis zu $\Delta P_{\text{Defizit}} \leq 462,5$ MW auszuregeln. Wie in Bild 5 dargestellt, würden größere Leistungsdefizite die maximal zulässige dynamische Frequenzabweichung von $-0,8$ Hz nach Störeintritt überschreiten.

Aufgrund der Systemverantwortung für einen stabilen Netzbetrieb, müssen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zukünftig Momentanreserve vorhalten und dazu können die in Deutschland installierten Wasserkraftanlagen einen Beitrag liefern [10].

Netzgebiet Bayern

Bei einer Netzlast von 5,26 GW sind die bayerischen Wasserkraftanlagen gemeinsam mit dem Lastregelleffekt der bayerischen Last in der Lage, Leistungsdefizite

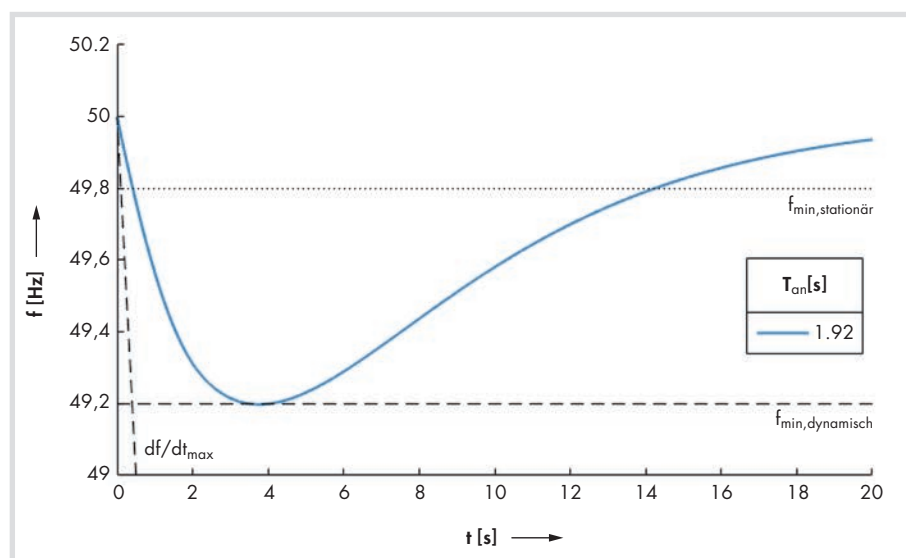


Bild 6. Frequenzverlauf bei einem Leistungsdefizit von für das bayerische Netzgebiet.

bis zu $\Delta P_{\text{Defizit}} \leq 102$ MW auszuregeln. Analog zu den Untersuchungen zum deutschen Netzgebiet wirkt die dynamische Frequenzabweichung, wie in Bild 6 zu erkennen, limitierend.

Im Vergleich zu der vorherigen Untersuchung ergibt sich aufgrund der höheren Netzanlaufzeitkonstante eine geringere Frequenzänderungsrate, wodurch das Frequenzminimum zu einem späteren Zeitpunkt nach Fehlereintritt erreicht wird. Vor dem Hintergrund von Netzauftrennungen und entstehenden Teilnetzen und dem

damit einhergehenden Bedarf regionaler Vorhaltung von Momentanreserve zeigen die Ergebnisse, dass die vorhandenen bayerischen Wasserkraftanlagen einen Beitrag zur benötigten verteilten Trägheit liefern können [11].

5 Referenzen

- [1] ENTSO-E, *System separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021*. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/26/system-separation-in-the-continental-euro-pe-synchronous-area-on-8-january-2021-2nd-update/>.
- [2] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister*. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>.
- [3] ENTSO-E, *Nordic report Future system inertia*, Feb. 2018. [Online]. Available: <https://docs.entsoe.eu/dataset/nordic-report-future-system-inertia>.
- [4] ANDRITZ HYDRO GmbH, *Small and mini hydro solutions*. [Online]. Available: <https://www.andritz.com/products-en/hydro/markets/small-mini-hydropower-plants>.
- [5] ENTSO-E, *Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability: ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection*, Jan. 2018.
- [6] ENTSO-E, *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and impacting factors*, Mar. 2016.
- [7] ENTSO-E, *Statistical factsheet 2018*.
- [8] Umweltbundesamt, *Stromverbrauch: Entwicklung des Stromverbrauchs*. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>.
- [9] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, *Monitoringbericht: Zum Umbau der Energieversorgung Bayerns*, Oct. 2020.
- [10] Vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *Bewertung der Systemstabilität: Begeleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035*, Version 2021, zweiter Entwurf, Apr. 2021.
- [11] Deutsche Energie - Agentur GmbH (dena), *Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030*, Feb. 2016. [Online]. Available: www.dena.de.

VGB-Standard

RDS-PP

Application Guideline – Part 31: Hydro Power Plants Anwendungsrichtlinie – Teil 31: Wasserkraftwerke

Edition 2014 – VGB-S-823-31-2014-12-EN-DE (English/German)

DIN A4, 221 Pages, Price for VGB members € 295.–, for non members € 425.–, plus VAT, shipping and handling.

Diese Anwendungsrichtlinie gilt für die Kennzeichnung von Wasserkraftwerken nach dem Reference Designation System for Power Plants – RDS-PP – in Zusammenhang mit den Grund- und Fachnormen sowie den VGB-Richtlinien/VGB-Standards für Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme, Grundfunktionen und Produktklassen.

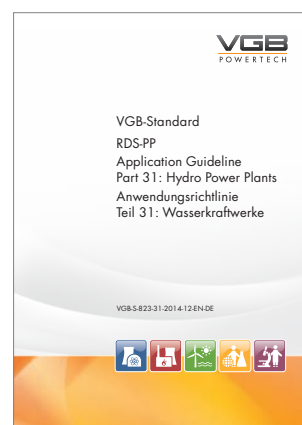
Diese Anwendungsrichtlinie richtet sich an die Planer, Betreiber und Lieferanten von Wasserkraftwerken, die mit dem Prozess der Kennzeichnung von technischen Objekten beschäftigt sind.

Die für das allgemeine Verständnis des RDS-PP notwendigen Informationen werden in Auszügen aus dem allgemeinen Teil VGB-S-823-01 zusammengefasst wiedergegeben.

Das Referenzkennzeichensystem für technische Objekte in Kraftwerken basiert auf den Regeln für Referenzkennzeichnung und den Strukturierungsprinzipien, dem Klassifikationsschema für technische Objekte der internationalen Grundnormen DIN EN 81346 Teile 1 und 2 sowie der Kennzeichensystematik der Fachnorm DIN ISO/TS 81346-10.

Diese RDS-PP®-Anwendungsrichtlinie für Wasserkraftwerke wurde von einer Projektgruppe des Arbeitskreises „Anlagenkennzeichnung und Dokumentation“ in enger Zusammenarbeit mit Herstellern und Betreiberern erarbeitet.

* Access for eBooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members (operators, plant owners) of VGB. www.vgb.org/vgbvs4om



**VGB POWERTECH as printed edition,
monthly published, 11 issues a year**

**Annual edition as CD or DVD
with alle issues from 1990 to 2019:
Profound knowledge about electricity
and heat generation and storage.**

Order now at www.vgb.org/shop



VGB PowerTech

Contact: Gregor Scharpey
Tel: +49 201 8128-200
mark@vgb.org | www.vgb.org

**The international journal for electricity and heat generation and storage.
Facts, competence and data = VGB POWERTECH**

www.vgb.org/shop

Special Prints / Reprints from journal VGB PowerTech

A meaningful medium, print or digital, for your technical papers from the renown journal VGB PowerTech.



- | Benefit from the image of our journal, in which only technical papers reviewed by experts are published.
- | Reprints are produced individually according to your requests and with the same contents as the original paper.
- | Your CI can be transferred into the paper, or you will get a copy of the original layout from our journal.

Please do not hesitate to contact us!

Mr Gregor Scharpey | phone: +49 201 8128-200 | E-mail: mark@vgb.org

