



MOMENTANRESERVE
& TRÄGHEIT

BLINDLEISTUNG &
SPANNUNGSHALTUNG

KURZSCHLUSSLEISTUNG &
NETZSCHUTZ

NETZRESILIENZ &
INSELBETRIEB

NACHHALTIGE,
REGIONALE ERZEUGUNG

Beitrag von Kleinwasserkraftwerken zur Erbringung von Systemdienstleistungen und Netzresilienz im Rahmen der Energiewende

Beitrag von Kleinwasserkraftwerken zur Erbringung von Systemdienstleistungen und Netzresilienz im Rahmen der Energiewende

Autoren:

Paul-Hendrik Homberg, M. Sc.

Julius Frerk, M. Sc.

Ronja Boden, M. Sc.

Giuseppe Puleo, M. Sc.

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Wuppertal, 01.09.2026



**BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL**

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Rainer-Gruenter-Str. 21
42119 Wuppertal

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse	1
1 Ausgangslage und Zielsetzung.....	3
2 Kleinwasserkraftwerke im deutschen Stromsystem	4
2.1 Bestand, Technik und Leistungsmerkmale	4
2.2 Überblick über die Systemdienstleistungen der Kleinwasserkraftwerke.....	6
3 Physikalische Systemdienstleistungen der Kleinwasserkraftwerke.....	7
3.1 Momentanreserve und Trägheit.....	7
3.2 Blindleistung und lokale Spannungshaltung	9
3.3 Kurzschlussleistung und Schutzkonzepte.....	11
4 Netzresilienz und Blackoutvorsorge.....	13
4.1 Energetische Eignung für den Inselbetrieb	13
4.2 Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit	15
5 Einfluss auf die Systemkosten.....	20
5.1 Beitrag der Kleinwasserkraftwerke zur Vermeidung des Netzausbaus auf Verteilnetzebene	20
5.2 Beitrag der Kleinwasserkraftwerke zur Vermeidung von Redispatch-Kosten	21
6 Zusammenfassung und Ausblick.....	23
6.1 Fazit	23
6.2 Ausblick.....	24
7 Quellen.....	25
8 Anhang.....	28

Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse

Erkenntnis 1: Kleinwasserkraftwerke erbringen bereits heute Systemdienstleistungen, die mit dem Rückbau der Großkraftwerke knapper werden

Mit dem Kernenergie- und Kohleausstieg verschwinden große, direkt netzgekoppelte Generatoren und mit ihnen Eigenschaften, die bisher im laufenden Betrieb mitgeliefert wurden: Schwungmasse zur Frequenzstützung, Kurzschlussstrom für den Netzschutz und Blindleistung zur Spannungshaltung. Kleinwasserkraftwerke mit direkt netzgekoppeltem Synchrongenerator stellen genau diese Eigenschaften bereit. Sie werden von der Maschine selbst unmittelbar bereitgestellt und stehen zur Verfügung, solange die Anlage am Netz ist – ohne zusätzliche Technik und ohne gesonderte Beschaffungskosten. Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und Windkraftanlagen können vergleichbare Wirkungen nur über ihre Leistungselektronik erzeugen und sind dabei an deren Auslegung und Strombelastbarkeit gebunden. Der Beitrag der Kleinwasserkraftwerke liegt nicht vordringlich in der Menge, sondern vor allem darin, dass er dezentral im Verteilnetz verfügbar ist.

Erkenntnis 2: Mit stetiger Einspeisung und Schwarzstartpotenzial ermöglichen Kleinwasserkraftwerke verlässliche lokale Inselnetze und stärken die Blackoutvorsorge

Die Simulation eines realen Kleinwasserkraftwerks ($P_n=177$ kW) zeigt, dass es grundsätzlich 132 Haushalte ganzjährig und ohne Speicher im Inselbetrieb versorgen kann. PV- und Windkraftanlagen gleicher Nennleistung erreichen dies auch mit großen Batteriespeichern nicht, weil sie eine deutlich geringere Jahresenergie liefern und ihre Erzeugung zeitlich ungünstiger verteilt ist. Zusammen mit dem geringen Hilfsenergiebedarf und der fehlenden Treibstoffabhängigkeit ist diese stetige Einspeisung der Kleinwasserkraftwerke ideal geeignet für die Wiederversorgung kritischer Infrastrukturen (KRITIS). Viele Anlagen bringen die konstruktiven Voraussetzungen mit, auch wenn vollständige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit in der Praxis mitunter Nachrüstungen erfordert. Auch ohne Nachrüstung leisten sie einen substanziellen Beitrag, sobald eine netzbildende Einheit Spannung und Frequenz vorgibt: Kleinwasserkraftwerke liefern dann die stetige Energie und entlasten die netzbildende Einheit, sodass der gesamte Bestand einschließlich der Anlagen mit Asynchrongenerator nutzbar bleibt.

Erkenntnis 3: Kleinwasserkraftwerke stellen physikalische Momentanreserve inhärent, dezentral und ohne technologische Übergangsproblematik bereit

Da Rotor und Netz elektromagnetisch unmittelbar gekoppelt sind, stützt der direkt netzgekoppelte Synchrongenerator die Netzfrequenz verzögerungsfrei, ohne Messung, Kommunikation oder Regelkreis. Dies gilt jedoch nur für die festdrehzahlbasierte, umrichterfreie Topologie, drehzahlvariable Anlagen mit Vollumrichter verlieren die inhärente Wirkung. Netzbildende Wechselrichter als Alternative sind mit strombegrenzungsbedingten Übergangsproblemen behaftet, die für den Synchrongenerator strukturell nicht existieren. Der quantitative Beitrag der Kleinwasserkraftwerke bleibt begrenzt. Ihr Wert liegt in der hochwertigen, lokalen Bereitstellung in regionalen Netzen, zellularen Strukturen und netzschwachen Gebieten.

Erkenntnis 4: Kleinwasserkraftwerke tragen über flexible Blindleistungsbereitstellung aktiv zur lokalen Spannungshaltung bei

Der Synchrongenerator kann induktive wie kapazitive Blindleistung kontinuierlich und innerhalb seines Betriebsdiagramms weitgehend entkoppelt von der aktuellen Wirkleistungseinspeisung bereitstellen, im Phasenschieberbetrieb sogar vollständig ohne Wirkleistungserzeugung. Damit reduzieren Kleinwasserkraftwerke Spannungsschwankungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen, entlasten Betriebsmittel und stützen die lokale Netzstabilität unmittelbar über die physikalischen Eigenschaften der Maschine, nicht über nachgelagerte Regelalgorithmen.

Erkenntnis 5: Kleinwasserkraftwerke liefern im Fehlerfall die Kurzschlussleistung für bestehende Schutzkonzepte

Ein direkt netzgekoppelter Synchrongenerator hält über die für die Schutzstaffelung maßgeblichen mehreren hundert Millisekunden ein Mehrfaches seines Bemessungsstroms aufrecht, sofern das Erregersystem die Polradspannung stützt. Wechselrichter führen wegen ihrer begrenzten Überstromfähigkeit dauerhaft nur rund das 1,1- bis 1,5-Fache. Für amplitudenbasierte Schutzverfahren (z.B. UMZ-Schutz) schwindet dadurch bei hohem Wechselrichter-Anteil die Erkennungsreserve. Der eigentliche strukturelle Bruch liegt jedoch tiefer: Verfahren, die unsymmetrische Fehler über Gegensystemgrößen erkennen, verlieren bei Wechselrichtern nicht die Stromhöhe, sondern die Messgröße selbst, weil der Wechselrichter keinen physikalischen Pfad für Gegensystemströme besitzt und diese regelungsabhängig begrenzt, statt sie deterministisch bereitzustellen. Der Erhalt direkt gekoppelter, erregergeregelter Synchrongeneratoren im Verteilnetz sichert damit die Fehlercharakteristik, auf die bestehende Schutzkonzepte ausgelegt sind.

Erkenntnis 6: Ein Wegfall der Kleinwasserkraftwerke in den Verteilnetzen würde dort zusätzliche Netzausbaukosten von rund 1,5 Milliarden Euro auslösen

Kleinwasserkraftwerke speisen stetig und ohne ausgeprägte Einspeisespitzen ein und verhalten sich damit netzdienlich. Müsste ihre Erzeugung durch fluktuierende PV- und Windkraft-Anlagen ersetzt werden, entstünden in den Mittel- und Niederspannungsnetzen Mehrkosten von 1,34 bis 1,81 Milliarden Euro (im mittleren Szenario rund 1,5 Milliarden Euro). Auf heutiger Kostenbasis ist das annähernd doppelt so viel wie in der Vorgängerstudie [1]. Die kleinen Anlagen entlasten besonders die Niederspannung, also die untere Netzebene. Kosten, die in den höheren Spannungsebenen, also Hoch- und Höchstspannung, zusätzlich entstehen kommen hinzu.

Erkenntnis 7: Kleinwasserkraftwerke wirken durch hohe Volllaststunden und verbrauchsnahe Einspeisung strukturell gegen die größten Kostentreiber des Redispatch-Systems

Mit ihrer ganzjährig planbaren Einspeisung erzeugen Kleinwasserkraftwerke kaum eigenen Ausgleichs- oder Reservebedarf und belasten das Verteilnetz nicht mit Erzeugungsspitzen. Entscheidend ist zudem ihr Standort: Über 80 Prozent der deutschen Anlagen liegen in Süddeutschland und damit auf der defizitären Seite des Nord-Süd-Engpasses, der einen wesentlichen Treiber der Redispatchkosten bildet. Eine lastnahe Einspeisung wirkt dort strukturell gegen die kostenrelevanteste Position, die konventionelle Ersatz- und Reserveerzeugung, auf die 2025 gut vier Fünftel der 3,1 Milliarden Euro Engpassmanagementkosten entfielen. Der Beitrag bleibt dabei struktureller, kaum bilanziell quantifizierbarer Natur: Mit 0,5 Prozent der Bruttostromerzeugung beeinflussen die Anlagen die Engpassmanagementkosten nur geringfügig, ergänzen aber die zentralen Hebel Netzausbau und Flexibilisierung, ohne sie zu ersetzen.

1 Ausgangslage und Zielsetzung

Der Umbau des deutschen Erzeugungssystems verändert nicht nur den Energiemix, sondern auch die physikalischen Grundlagen der Netzstabilität. Mit dem vollzogenen Kernenergieausstieg und dem laufenden Kohleausstieg verliert das Stromsystem große, direkt netzgekoppelte Synchrongeneratoren. Diese haben über Jahrzehnte neben der Wirkleistung auch rotierende Schwungmasse, Kurzschlussstrom und erregungsbasierte Blindleistung bereitgestellt. Diese Eigenschaften fielen im laufenden Betrieb an und standen weitgehend ohne gesonderte Beschaffung zur Verfügung.

An ihre Stelle treten wechselrichtergekoppelte Anlagen aus Windkraft und PV. Sie übernehmen die Erzeugung, nicht jedoch die physikalischen Begleiteigenschaften des Synchrongenerators. Durch die fehlende elektromagnetische Kopplung gehen Systemträgheit und verfügbare Kurzschlussleistung zurück. Zugleich verschiebt sich die Erzeugung in der Netzhierarchie nach unten: Der Zubau erfolgt überwiegend in den unteren Spannungsebenen.

Daraus folgen zwei zentrale Effekte. Zum einen steigt bei gleichem Leistungsungleichgewicht die Frequenzänderungsrate (RoCoF), sodass Frequenzabweichungen schneller kritische Werte erreichen. Zum anderen verlieren die Annahmen ihre Selbstverständlichkeit, auf denen Netzschutz und Spannungshaltung beruhen. Das betrifft die Höhe und Charakteristik der Fehlerströme ebenso wie eine kontinuierliche Spannungsstützung im Normalbetrieb. Beides ist in der Fachliteratur [2], [3] wie in den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber [4] dokumentiert.

Diese Entwicklung betrifft auch das Verteilnetz. Es war über Jahrzehnte weitgehend passiv ausgelegt und bezog Kurzschlussleistung sowie Frequenzstützung aus der vorgelagerten Ebene. Dieser Rückhalt wird schwächer, während die Anforderungen steigen, besonders für die Absicherung im Fehlerfall und bei netzgetrennten Betriebszuständen. Damit stellt sich die Frage, wie die benötigten Systemdienstleistungen künftig auf Verteilnetzebene bereitgestellt werden: durch Betriebsmittel der Netzbetreiber, durch netzbildende Wechselrichter oder durch Erzeugungsanlagen, die dort bereits am Netz sind.

Dieses Gutachten bewertet den Beitrag der Kleinwasserkraftwerke zu Systemdienstleistungen und Resilienz aus netztechnischer Sicht. Es unterscheidet zwischen Leistungen, die der Anlagenbestand heute bereits erbringt, und solchen, die er nach technischer Ertüchtigung erbringen könnte. Als Kleinwasserkraftwerke gelten Anlagen mit einer installierten Leistung bis 1 MW. Einzelne Aussagen gelten nur für direkt netzgekoppelte Synchrongeneratoren. Grundlage sind Literatur- und Normenauswertung, Betriebsdaten realer Anlagen sowie Netzsimulationen. Quantifiziert wird, wo die Datenlage es zulässt, ansonsten erfolgt eine qualitative Einordnung.

Nicht Gegenstand der Untersuchung sind die ökologische Bewertung der Kleinwasserkraftwerke (Durchgängigkeit, Mindestwasserführung, Wasserrahmenrichtlinie), das Ausbaupotenzial durch Neuanlagen sowie die wirtschaftliche Situation einzelner Anlagen und Fragen der Förderung.

Das Gutachten entstand im Auftrag des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke e.V. und wurde in Abstimmung mit einer Projektbegleitgruppe des Auftraggebers erarbeitet. Die technische Bewertung verantwortet der Auftragnehmer.

2 Kleinwasserkraftwerke im deutschen Stromsystem

Kleinwasserkraftwerke stellen innerhalb des deutschen Stromsystems zwar nur einen vergleichsweise kleinen Anteil der Stromerzeugung bereit, umfassen jedoch eine große Zahl dezentraler und überwiegend langjährig betriebener Erzeugungsanlagen. Ihre Bedeutung lässt sich daher nicht allein anhand der installierten Leistung oder der erzeugten Energiemenge bewerten. Insbesondere die technische Ausführung der Anlagen und ihre Einbindung in die Verteilnetze bestimmen, welche Eigenschaften sie für den Netzbetrieb bereitstellen können.

Das folgende Kapitel ordnet Kleinwasserkraftwerke zunächst hinsichtlich Bestand, technischer Ausführung und betrieblicher Charakteristika ein. Darauf aufbauend werden die für den Netzbetrieb relevanten Systemdienstleistungen zusammenfassend dargestellt, die in den anschließenden Kapiteln hinsichtlich ihrer technischen Wirkmechanismen und ihres Beitrags zum zukünftigen Stromsystem vertieft werden.

2.1 Bestand, Technik und Leistungsmerkmale

Die Wasserkraft ist in Deutschland ein weitgehend ausgebauter Bestand. Der Fachbericht Wasserkraft der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik weist rund 9.400 Anlagen mit einer installierten Leistung von etwa 5.607 MW und einem Regelarbeitsvermögen von rund 20 TWh pro Jahr aus [5]. An das öffentliche Netz angeschlossen sind davon rund 7.200 Anlagen. Die verbleibenden etwa 2.200 Anlagen speisen nicht in das allgemeine Netz ein, sondern decken ausschließlich den eigenen Bedarf, und werden deshalb statistisch nicht erfasst [5]. Abweichende Anlagenzahlen in der Literatur gehen darüber hinaus auf den Anlagenbegriff zurück, da mehrere Stromerzeugungseinheiten an einem Standort je nach Zählweise als eine oder als mehrere Anlagen geführt werden. Unabhängig von der Zählweise entfallen rund 95 % der Anlagen auf Leistungen unter 1 MW, während der Großteil der Erzeugung aus wenigen großen Flusskraftwerken stammt [5], [5]. Räumlich konzentriert sich der Bestand auf Süddeutschland (siehe Abbildung 1). Über 80 % der Anlagen stehen dort, allein rund 4.200 in Bayern, von denen etwa 94 % eine Ausbauleistung unterhalb von 1 MW aufweisen. [6], [7]

Es handelt sich überwiegend um Laufwasserkraftwerke, die dem natürlichen Abflussgang folgen [8]. Der Triebstrang besteht aus Turbine, gegebenenfalls einem Getriebe und dem Generator. Bei festdrehzahliger Auslegung entfällt ein leistungselektronischer Zwischenkreis; der Generator ist dann unmittelbar am Netz angeschlossen. Der Bestand umfasst sowohl Synchron- als auch Asynchrongeneratoren, deren netztechnische Eigenschaften sich deutlich unterscheiden. Der Anschluss erfolgt bei den betrachteten Leistungen auf der Nieder- oder Mittelspannungsebene.

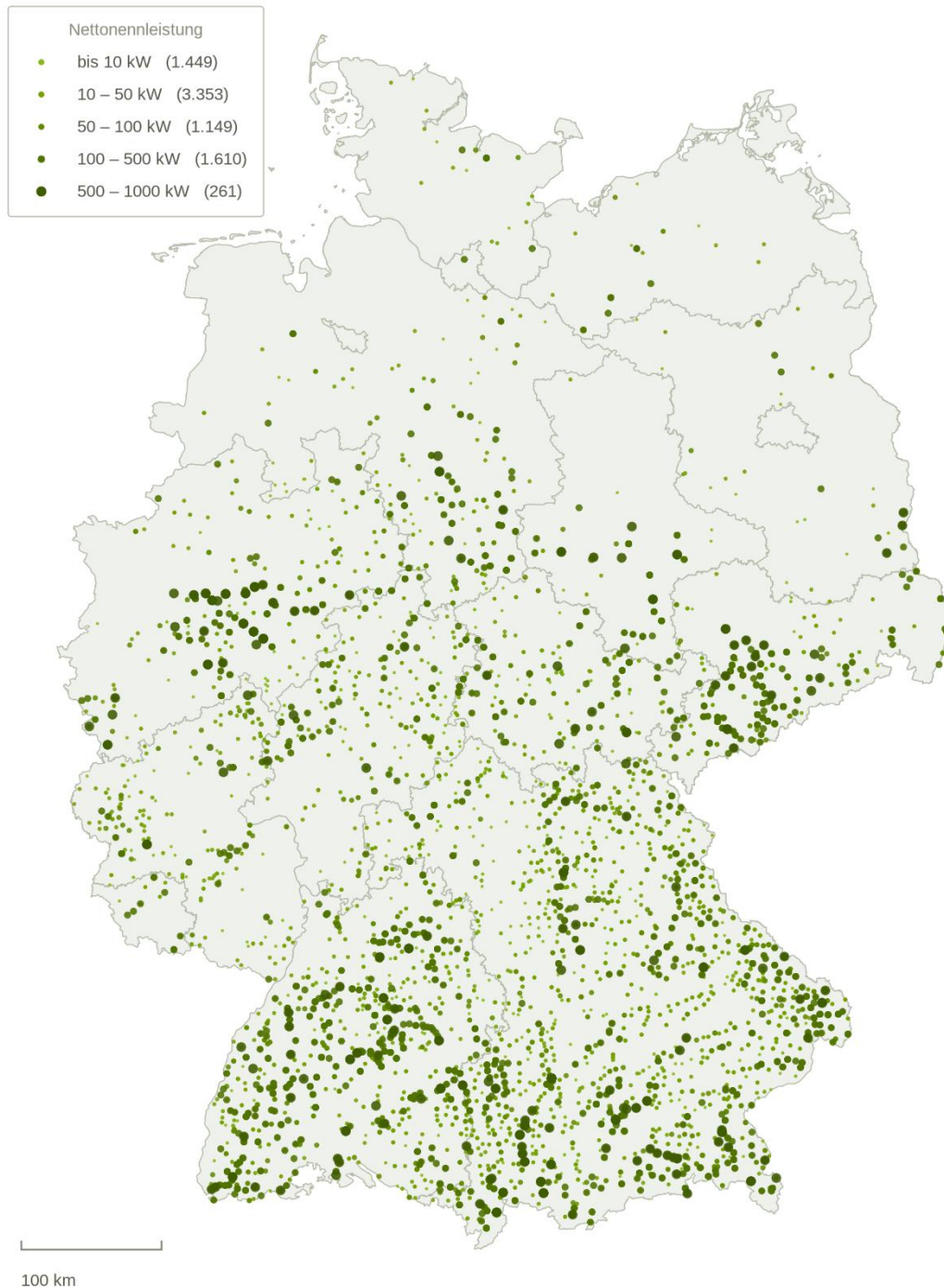


Abbildung 1: Verortung der Kleinwasserkraftwerke in Deutschland nach Marktdatenstammregister (Stand März 2026)

Über den Leitapparat der Turbine lässt sich die abgegebene Leistung innerhalb des verfügbaren Zuflusses stellen [9]. Der Eigenbedarf beschränkt sich im Wesentlichen auf Steuerung, Hydraulik und Rechenreinigung und liegt bei einem Bruchteil der Anlagenleistung; ein Brennstoff wird nicht benötigt.

Betrieblich unterscheiden sich die Kleinwasserkraftwerke von PV- und Windkraftanlagen vor allem in der Jahresvolllastdauer. Typisch sind 4.000 bis 6.000 Stunden [8]. Die Einspeisung folgt dem Abfluss und verläuft über das Jahr deutlich gleichmäßiger als bei wetterabhängigen Erzeugern (veranschaulicht in Abbildung 2). Ihre systemische Bedeutung liegt dabei nicht in

der Menge: Die Kleinwasserkraftwerke stellen über 90 % der deutschen Wasserkraftanlagen, erzeugen mit rund 2,2 TWh pro Jahr jedoch nur etwa ein Zehntel der gesamten Wasserkrafterzeugung und rund 0,5 % der Bruttostromerzeugung [8].

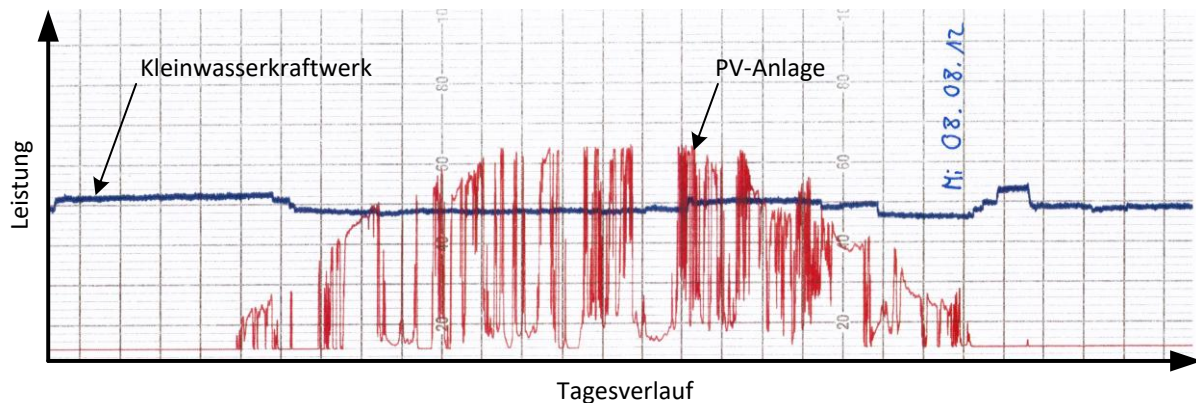


Abbildung 2: Vergleich der eingespeisten Leistung einer PV-Anlage und eines Kleinwasserkraftwerks (Anlagenstandort nahe München) [1]

2.2 Überblick über die Systemdienstleistungen der Kleinwasserkraftwerke

Kleinwasserkraftwerke erbringen eine Reihe physikalischer Systemdienstleistungen, die bei wechselrichtergekoppelten Windkraft- und PV-Anlagen nicht oder nur mit zusätzlichem technischem Aufwand verfügbar sind. Maßgeblich ist dafür in den meisten Fällen der direkt netzgekoppelte Synchrongenerator. Im laufenden Betrieb stellt dessen rotierende Masse Momentanreserve bereit und stützt die Netzfrequenz verzögerungsfrei. Wechselrichtergekoppelte Anlagen müssen diese Wirkung regelungstechnisch nachbilden und sind dabei durch die Leistung der Wechselrichter und die verfügbare Energie begrenzt. Über die Erregung des Rotors liefert der Synchrongenerator zudem induktive und kapazitive Blindleistung und trägt so zur lokalen Spannungshaltung bei. Diese Bereitstellung ist weitgehend unabhängig von der momentanen Wirkleistungseinspeisung. Der Blindleistungsbereich eines Wechselrichters bleibt dagegen an dessen Bemessungsscheinleistung gebunden. Im Fehlerfall speist der Synchrongenerator ein Vielfaches seines Nennstroms ein und liefert damit die Kurzschlussleistung, auf die bestehende Schutzkonzepte ausgelegt sind. Die Überstromfähigkeit der Leistungshalbleiter begrenzt den Beitrag von Wechselrichters deutlich. Kapitel 3 behandelt diese drei Beiträge im Einzelnen.

Über die Netzstützung im Normalbetrieb hinaus bringen viele Anlagen aufgrund ihres geringen Eigenbedarfs und der stetigen Einspeisung die konstruktiven Voraussetzungen für Schwarzstart und Inselbetrieb mit. Sie können damit zur Wiederversorgung nach einem großflächigen Ausfall und zum Aufbau lokaler Inselnetze beitragen. Umrichtergekoppelte Erzeugung benötigt dafür in der Regel netzbildende Wechselrichter und einen Speicher. Kapitel 4 untersucht diese Eignung anhand von Leistungsbilanzen, einem Praxisbeispiel und dynamischen Simulationen. Der wesentliche Unterschied liegt weniger darin, ob eine Eigenschaft bereitgestellt werden kann, als vielmehr darin, wie sie entsteht. Bei Kleinwasserkraftwerken mit Synchrongenerator ergibt sie sich aus der Maschine selbst und steht im Bestand bereits zur Verfügung. Bei Wechselrichtergekoppelten Anlagen entsteht sie aus der Regelung und setzt eine entsprechende Auslegung voraus. Beides schließt sich nicht aus. Netzbildende Wechselrichter bleiben ein wesentlicher Baustein des künftigen Systems. Die folgenden Kapitel hinterlegen die genannten Beiträge, soweit möglich, mit Messdaten und Simulationsergebnissen.

3 Physikalische Systemdienstleistungen der Kleinwasserkraftwerke

Direkt netzgekoppelte Synchrongeneratoren stellen aufgrund ihrer elektromechanischen Eigenschaften verschiedene netzstützende Funktionen inhärent bereit. Für Kleinwasserkraftwerke sind dabei insbesondere Momentanreserve, regelbare Blindleistung zur lokalen Spannungshaltung sowie der Beitrag zur Kurzschlussleistung von Bedeutung.

3.1 Momentanreserve und Trägheit

Mit dem wachsenden Anteil an Erzeugung aus PV, Windkraft und Batteriespeichern treten zunehmend Wechselrichterbasierte Anlagen an die Stelle konventioneller Synchrongeneratoren, wodurch die rotierende Schwungmasse und damit die Netzträgheit sinkt. Die Folge ist eine einheitlich dokumentierte Stabilitäts herausforderung. Mit geringerer Trägheit steigen die Frequenzänderungsrate und die Amplitude der Frequenzabweichungen nach Erzeugungs- oder Lastausfällen, was Schutzauslösungen, Lastabwurf und im Extremfall Kaskadenausfälle begünstigt. [2] Vor diesem Hintergrund gewinnt die Frage an Bedeutung, welche Erzeugungstechnologien Momentanreserve nicht nur in ausreichender Menge, sondern auch in der physikalisch wirksamsten Form bereitstellen können.

Die physikalische Grundlage für die Trägheitsantwort eines elektrischen Energiesystems liefert die Schwingungsgleichung:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e) \quad (1)$$

darin ist ω die Rotordrehzahl, H die Trägheitskonstante in Sekunden sowie P_m und P_e die mechanisch zugeführte beziehungsweise elektrisch abgegebene Leistung.

Entscheidend ist die Art dieser Reaktion: Da der Rotor über das elektromagnetische Feld unmittelbar mit dem Netz verkoppelt ist, sind seine Drehzahl und die Netzfrequenz physikalisch dieselbe Größe. Sinkt die Frequenz infolge eines Leistungsdefizits, gibt der Rotor automatisch kinetische Energie ab und stützt die Frequenz, ohne dass eine Messung, eine Kommunikation oder ein Regelkreis erforderlich wäre. Dieser Energieaustausch ist der Physik der rotierenden Maschine inhärent und damit verzögerungsfrei. [3]

Diese inhärente Eigenschaft ist allerdings an eine bestimmte Topologie gebunden. Nur festdrehzahlbasierte, direkt netzgekoppelte Generatoren liefern sie. Drehzahlvariable Wasserkraftwerke und moderne Pumpspeicher koppeln die Maschine über einen Vollumrichter an und verlieren dadurch die inhärente Wirkung, sodass die Trägheit synthetisch über einen Regelalgorithmus aus gemessener Frequenz und deren Ableitung nachgebildet werden muss, was zwangsläufig eine endliche Antwortzeit voraussetzt [10]. Inhärente und synthetische Trägheit unterscheiden sich somit grundsätzlich, und nur der umrichterfreie Synchrongenerator reagiert ohne Steuerungsverzögerung.

Hinzu kommt die räumliche Dimension: Kleinwasserkraftwerke sind naturgemäß an dezentrale, oft topografisch abgelegene Standorte gebunden und können Trägheit und Frequenzstützung sowohl im Verbund- als auch im Insel- bzw. netzschwachen Betrieb bereitstellen [10]. Diese Trägheit wirkt räumlich nicht homogen: Amplitude und Frequenzänderungsrate nach einem Leistungsausfall hängen stark vom Fehlerort ab, und die lokal in der Umgebung der Störung vorhandene Trägheitsdichte bestimmt die kurzfristige Reaktion maßgeblich, sodass lokal verfügbare Trägheit die örtlichen Frequenz- und RoCoF-Abweichungen besonders wirksam begrenzt [11]. Gerade in Microgrids und zellularen

Versorgungsstrukturen, in denen die in Großnetzen gültige Trennung von Spannungs- und Frequenzstabilität verschwimmt, ist lokal vorhandene Trägheit besonders wertvoll [12]. Einschränkend bleibt der quantitative Beitrag begrenzt, weil die Synchronmaschinen der Kleinwasserkraftwerke eine vergleichsweise niedrige Trägheitskonstante besitzen und das Standortpotenzial endlich ist. Die Stärke der Technologie liegt daher nicht in der aggregierten Menge, sondern in der hochwertigen, lokalen Bereitstellung dort, wo sie gebraucht wird.

Die naheliegende Alternative zur synthetischen Trägheitsemulation sind netzbildende Wechselrichter. Sie wirken im Normalbetrieb als Spannungsquelle und können Frequenz und Spannung autonom aufprägen, sind jedoch durch die begrenzte Überstromfähigkeit ihrer Leistungshalbleiter begrenzt, die typischerweise nur etwa das 1,1- bis 1,5-Fache des Nennstroms zulässt [13], während ein Synchrongenerator im Kurzschluss das Fünf- bis Siebenfache liefern kann [14]. Greift bei einer schweren Störung die Strombegrenzung, wechselt der Wechselrichter in den Stromsättigungsmodus, verliert sein lineares Spannungsquellenverhalten und zeigt nichtlineare Dynamiken, die die transiente Winkelstabilität gefährden. Er kann in einem gesättigten Betriebspunkt „einrasten“ oder den Synchronismus verlieren, teils bereits nach sehr kurzen Störungen [15]. Diese Probleme sind real, jedoch transitorisch, denn der Reifegrad steigt und ein regulatorischer Rahmen entsteht: In Deutschland hat die Bundesnetzagentur mit der Festlegung BK6-23-010 vom 22. April 2025 erstmals ein eigenständiges, marktgestütztes Produkt „Momentanreserve“ geschaffen, das die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12h EnWG seit dem 22. Januar 2026 über Festpreise beschaffen und dass gezielt eine über das inhärente Maß hinausgehende Bereitstellung vergütet.

Bei der Einordnung dieses Befunds ist eine Differenzierung geboten, denn auch direkt gekoppelte Synchrongeneratoren sind nicht generell instabilitätsfrei. Überschreitet der Polradwinkel die durch die kritische Fehlerklärungszeit charakterisierte Grenze, tritt der Außertrittfall ein [14]. Was bei Synchrongeneratoren strukturell nicht existiert, ist allein der strombegrenzungsbedingte Sättigungsmechanismus, da Fehlverhalten durch thermische Belastung und nicht durch eine harte Strombegrenzung der Leistungselektronik bestimmt wird. Die nichtlinearen Instabilitäten der netzbildenden Wechselrichter haben damit keine Entsprechung bei der umrichterfreien Maschine, während deren eigene transiente Stabilitätsgrenze ein qualitativ anderes, klassisch beherrschtes Phänomen darstellt.

Zusammenfassend ergibt sich aus dieser Analyse das folgende Bild: Kleinwasserkraftwerke mit direkt netzgekoppeltem Synchrongenerator gehören zu den wenigen erneuerbaren Technologien, die physikalische Momentanreserve inhärent, dezentral und ohne technologische Übergangsproblematik bereitstellen. Die Trägheit des rotierenden Generators wirkt verzögerungsfrei stabilisierend, weil mechanische Rotation und Netz elektromagnetisch unmittelbar gekoppelt sind. Diese steht geografisch dort zur Verfügung, wo sie in regionalen Netzen, zellularen Strukturen und netzschwachen Gebieten gebraucht wird. Netzbildende Wechselrichter sind demgegenüber mit spezifischen Übergangsproblemen behaftet, da schwere Netzstörungen über die Stromsättigung nichtlineare Dynamiken und Instabilitäten auslösen können, die für die direkt gekoppelte Maschine strukturell nicht existieren. Dieser Befund gilt allerdings nur präzisiert. Er trifft ausschließlich auf die festdrehzahlbasierte, umrichterfreie Topologie zu. Auch ist der Synchrongenerator nicht generell instabilitätsfrei, sondern nur gegenüber dem Sättigungsmechanismus. Ihre eigene transiente Stabilitätsgrenze bleibt bestehen. Und die Übergangsproblematik der Wechselrichter ist kein Dauerzustand, sondern wird durch Regelungsfortschritt und Normung absehbar entschärft. Der Wert der Kleinwasserkraftwerke liegt damit in einer qualitativ einzigartigen, lokalen Momentanreserve, aber als Ergänzung, nicht als mengenmäßiger Ersatz im zunehmend wechselrichterdominierten System.

3.2 Blindleistung und lokale Spannungshaltung

Mit dem Rückgang direkt netzgekoppelter Synchrongeneratoren verliert das Verteilnetz nicht nur Trägheit, sondern auch die kontinuierliche, erregungsbasierte Blindleistungsbereitstellung ohne zusätzliche Regelelektronik. Die Blindleistungsfähigkeit der Synchronmaschine ist unmittelbar an ihre Erregung gekoppelt. Erhöht man den Erregerstrom über den Leerlaufwert hinaus, wird die Polradspannung E_p größer als die Klemmenspannung und die Maschine liefert induktive Blindleistung (übererregt). Sinkt der Erregerstrom darunter, nimmt die Synchronmaschine induktive Blindleistung auf (untererregt) [16], [17]. Für die ideale Vollpolmaschine am starren Netz ergibt sich für die Wirkleistung P und die Blindleistung Q

$$P = u \cdot Q_d \left(\frac{E_p}{U_r} \right) \cdot \sin \delta \quad (2)$$

$$Q = u \cdot Q_d \left[\left(\frac{E_p}{U_r} \right) \cdot \cos \delta - u \right] \quad (3)$$

mit der charakteristischen Blindleistung [16]:

$$Q_d = 3 \frac{U_r^2}{X_d} \quad (4)$$

Dabei entspricht u der bezogenen Klemmenspannung, U_r der Bemessungsspannung der Synchronmaschine, E_p der Polradspannung, δ dem Polradwinkel und X_d der synchronen Reaktanz.

Anders als bei wechselrichtergekoppelten Anlagen konkurriert dieser Freiheitsgrad nicht mit einer festen Strombegrenzung der Leistungselektronik, sondern wird primär durch die thermische Belastbarkeit von Rotor- und Statorwicklung begrenzt. Dass dieser Mechanismus real ausschließlich der Blindleistungsbereitstellung dienen kann, zeigt der Phasenschieberbetrieb. Dabei läuft die Synchronmaschine ohne mechanische Wirkleistungsabgabe am Netz und nimmt lediglich die zur Deckung ihrer Verluste erforderliche Wirkleistung auf, während sie abhängig von ihrer Erregung Blindleistung bereitstellt oder aufnimmt. [17]

Der Zusammenhang zur lokalen Spannung ergibt sich über den Längsspannungsabfall auf der vorgelagerten Leitung bzw. des Transformators

$$\Delta U_i \approx I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (5)$$

Für Mittel und Niederspannungsnetze, in denen R und X in vergleichbarer Größenordnung liegen, entspricht dieser Längsspannungsabfall näherungsweise dem messbaren Spannungsunterschied zwischen Anfang und Ende der Leitung. Eine Einspeisung induktiver Blindleistung erhöht dabei die Spannung am Netzanschlusspunkt, die Aufnahme induktiver Blindleistung senkt sie. Da in Verteilnetzen bereits der Wirkleistungsanteil ($P \cdot R$) spürbar zur Spannungsanhebung beiträgt, kann eine gezielte Blindleistungseinspeisung diesen Effekt nur teilweise kompensieren, nicht vollständig aufheben. Synchrongeneratoren mit variabler Erregung zählen dabei zu den Stellgliedern, die Knotenspannungen indirekt über gesteuerte Blindleistungseinspeisung beeinflussen, neben Stufenschaltern und Kompensationsanlagen. Eine spannungsabhängige, kennlinienbasierte Regelung ($Q(U)$ -Regelung) stellt hierbei einen bedarfsgeführten Ansatz dar. [17].

Zur quantitativen Bewertung dieses Zusammenhangs wurde eine Jahreszeitreihensimulation mit 8.760 Zeitschritten (stündliche Auflösung) für drei repräsentative Netzanschlusspunkte (N44, N50, N59) im untersuchten Mittelspannungsnetz durchgeführt. Das genutzte

Mittelspannungsnetz ist im Anhang in Abbildung 7 dargestellt. An jedem Standort wurde der Betrieb des identischen Kleinwasserkraftwerks mit fünf Regelungsvarianten verglichen:

- Referenzbetrieb mit $\cos\varphi = 1$
- Festen $\cos\varphi$ -Werten von 0,9 und 0,7 (übererregt) sowie -0,7 (untererregt)
- Spannungsabhängige Q(U)-Kennlinie

Als zusätzliche Referenz diente eine Baseline-Simulation ohne Einspeisung der Anlage. Je Szenario wurden Extremwerte der Spannung U/U_n am Anschlussknoten (Minimum, Maximum, Spannungsband) sowie die maximale Auslastung der vorgelagerten Leitung und des Transformators über das gesamte Simulationsjahr ausgewertet und dem Referenzfall $\cos\varphi = 1$ gegenübergestellt.

Die Auswertung bestätigt den in Gleichung (5) beschriebenen Zusammenhang und zeigt das Potenzial der Blindleistungsfähigkeit zur lokalen Spannungshaltung. Am Standort N50 steigt die maximal bezogene Spannung U/U_n im Referenzbetrieb mit $\cos\varphi = 1$ gegenüber der Baseline von 104,76 % auf 106,12 %. Durch verstärkte Blindleistungsaufnahme ($\cos\varphi = -0,7$) wird das Maximum auf 104,70 % reduziert und die durch die Wirkleistungseinspeisung verursachte Spannungsanhebung damit nahezu vollständig kompensiert. Gleichzeitig steigt die Auslastung der vorgelagerten Leitung von 22,6 % auf 33,1 %. Auch feste $\cos\varphi$ -Vorgaben führen damit zu einer wirksamen Spannungsbeeinflussung, können jedoch mit einer erhöhten Betriebsmittelauslastung verbunden sein.

Die untersuchte Q(U)-Kennlinie ermöglicht demgegenüber eine bedarfsgerechte Nutzung der Blindleistungsfähigkeit. Blindleistung wird abhängig von der lokalen Spannung bereitgestellt bzw. aufgenommen. Am Standort N50 reduziert sie das Spannungsmaximum um 0,33 Prozentpunkte und das Spannungsband um 0,24 Prozentpunkte gegenüber $\cos\varphi = 1$, ohne die Leitungsauslastung signifikant zu erhöhen. An N44 und N59 fällt der Effekt geringer aus ($\Delta U_{\max} = -0,04$ bzw. $-0,05$ Prozentpunkte), wodurch die Standortabhängigkeit der Spannungswirkung deutlich wird. Spannungsabhängige Blindleistungsregelungen nach dem Q(U)-Prinzip sind auch in den technischen Anschlussregeln als mögliche Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vorgesehen.

Die Ergebnisse verdeutlichen damit einen zusätzlichen netztechnischen Nutzen direkt netzgekoppelter Synchrongeneratoren: Neben der erneuerbaren Wirkleistungseinspeisung steht über die Erregung ein zusätzlicher Freiheitsgrad zur Verfügung, mit dem lokale Spannungsänderungen gezielt beeinflusst werden können. Bei wechselrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen wird diese Funktion dagegen über die Leistungselektronik realisiert und ist an deren Auslegung und Stromtragfähigkeit gekoppelt. Einschränkend ist zu berücksichtigen, dass die durchgeführte Jahreszeitreihensimulation auf statischen Lastflussberechnungen beruht und keine transienten Vorgänge oder das dynamische Verhalten des automatischen Spannungsreglers abbildet.

Zusammenfassend zeigen die Untersuchungen, dass Kleinwasserkraftwerke mit direkt netzgekoppeltem Synchrongenerator über die reine erneuerbare Wirkleistungseinspeisung hinaus einen Beitrag zur lokalen Spannungshaltung leisten können. Insbesondere die Q(U)-Regelung ermöglicht eine bedarfsgerechte Nutzung der inhärenten Blindleistungsfähigkeit bei geringer zusätzlicher Betriebsmittelbelastung. Die Wirkung ist dabei vom Netzanschlusspunkt und den dortigen Netzverhältnissen abhängig. Die regelbare Blindleistungsfähigkeit stellt somit einen zusätzlichen netzdienlichen Nutzen der Kleinwasserkraftwerke dar und eröffnet die Möglichkeit, bestehende Anlagen gezielt in die lokale Spannungshaltung einzubeziehen.

3.3 Kurzschlussleistung und Schutzkonzepte

Die Verdrängung konventioneller Synchrongeneratoren durch wechselrichtergekoppelte Erzeugung hat neben dem Trägheitsverlust und der Spannungshaltung eine weitere, schutztechnische Konsequenz. Netzschutzkonzepte beruhen auf Annahmen über Höhe, Dauer und Zusammensetzung des Stroms, der im Fehlerfall an den Fehlerort fließt. Verändert sich die Quellencharakteristik der Erzeugung, verändert sich die Grundlage, auf der Schutzgeräte einen Kurzschluss von einem zulässigen Betriebszustand unterscheiden. Anders als bei der Frequenzstützung, wo ein quantitativer Mangel durch zusätzliche Bereitstellung ausgeglichen werden kann, ist hier die Unterscheidbarkeit selbst betroffen.

Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom einer Synchronmaschine ergibt sich zu:

$$I_k'' = \frac{I_n}{x_d''} \quad (6)$$

darin ist I_n der Bemessungsstrom des Generators und x_d'' die auf die Bemessungsgrößen der Maschine bezogene subtransiente Längsreaktanzen. Deren Höhe hängt maßgeblich von Polzahl und Bauform ab. In Kleinwasserkraftwerken werden beide Ausführungen, also getriebegekoppelte, schnell laufende Generatoren mit wenigen Polen und direkt angetriebene, langsam laufende Maschinen mit hoher Polzahl genutzt. Für Schenkelpolmaschinen mit Dämpferwicklung und höchstens zwölf Polen wird ein Typwert von 0,16 p.u. genannt [18], woraus etwa das Sechsfache des Bemessungsstroms folgt. Große, langsam laufende Wasserkraftaggregate der Klasse 10 bis 25 MVA liegen demgegenüber bei 0,25 bis 0,27 p.u. [19] und damit bei etwa dem Vierfachen. Entscheidend ist wie schon bei der Trägheit nicht die Höhe, sondern die Art des Zustandekommens. Die Maschine wirkt als Spannungsquelle hinter einer Reaktanz und liefert Mit-, Gegen- und je nach Sternpunktbehandlung Nullsystemströme aus ihrer Geometrie heraus, ohne dass eine Messung oder ein Regelkreis dazwischentritt.

Für den Netzschutz ist die Amplitude im ersten Moment allerdings nur bedingt aussagekräftig. Der subtransiente Anteil klingt binnen etwa 10 bis 50 ms ab, der transiente binnen einiger hundert Millisekunden [14]. Die im Verteilnetz maßgebliche Zeitstaffelung arbeitet demgegenüber bewusst verzögert. Die Verzögerung jeder Stufe muss die Fehlerklärungszeit der nachgeordneten Stufe einschließlich Schaltereigenzeit und Rückfallzeit übersteigen, damit die vorgelagerte Einrichtung erst nach deren Versagen eingreift, sodass die netznächste Stufe erst nach mehreren hundert Millisekunden bis über einer Sekunde auslöst, und über diese Zeit muss die Anregung anstehen bleiben. Maßgeblich ist daher der Dauerkurzschlussstrom, nicht der Stoßwert.

Dessen Höhe ist keine Eigenschaft der Maschine allein, sondern ihres Erregersystems. Dieses bestimmt sich nicht aus der subtransienten, sondern aus der Synchronreaktanzen: Für Wasserkraftgeneratoren werden bei Nennerregung Dauerkurzschlussströme vom 1,5- bis 2 fachen Bemessungsstrom genannt, entsprechend Synchronreaktanzenwerten von 0,7 bis 1,5 [9]. Anheben lässt sich dieser Wert allein über die Polradspannung. Bricht die Klemmenspannung ein, steuert der Spannungsregler die Erregung bis an seine Stellgrenze auf und hält den Kurzschlussstrom auf diesem Weg oben. Voraussetzung ist, dass der Regler dabei selbst mit Energie versorgt bleibt. Daraus folgt, dass das Erregerkonzept entscheidet, ob die Maschine im Fehlerfall schutztechnisch sichtbar bleibt. Zugleich ist diese Stützung zeitlich begrenzt: Steht die volle Erregerleistung über mehrere Sekunden an, sprechen die Sicherungen im Leistungsteil des Reglers an [20]. Bei den in Kleinwasserkraftwerken verbreiteten Baureihen ist diese Stützung konstruktiv vorgesehen. Die Erregereinrichtungen der Baureihe AvK DKBN beziehen ihre Energie aus zwei in den Hauptstator eingelegten

Zusatzwicklungen und bleiben damit auch bei eingebrochener Klemmenspannung versorgt. [20]

Um die Beschädigung der Leistungselektronik der Wechselrichter vorzubeugen, wird der Fehlerstrombeitrag regelungstechnisch begrenzt auf etwa 1,1 bis 1,5 p.u. [21]. Ein Stoßkurzschlussstrom existiert nicht. Der Strom stellt sich nach etwa 30 ms ein und verharrt dort durch den Strombegrenzer. Über die für die Staffelung entscheidende Zeitspanne führt der Synchrongenerator damit ein Vielfaches seines Bemessungsstroms, der Wechselrichter kaum mehr als diesen selbst. Bemerkenswert ist, dass bei beiden Technologien das Fehlverhalten bewusst ausgelegt ist, beim Synchrongenerator über das Erregersystem auf Aufrechterhaltung, beim Wechselrichter über die Regelung auf Begrenzung.

Für amplitudenbasierte Schutzverfahren ist dieser Unterschied unmittelbar wirksam. Überstromzeitschutz, Sicherungen und die im Verteilnetz dominierende Staffelung beruhen auf einem Ansprechverhältnis zwischen minimalem Kurzschluss- und maximalem Betriebsstrom. Ein über die Staffelzeit anstehendes Mehrfaches erlaubt eine selektive Staffelung mit Reserve; ein Wert von 1,1 bis 1,5 liegt im Toleranzband des normalen Betriebsstroms und ist von Überlast nicht mehr zuverlässig zu trennen.

Schwerer noch wiegt der Unterschied bei den Verfahren, die unsymmetrischen Fehler über Gegensystemgrößen erkennen. Der Synchrongenerator liefert Gegensystemströme zwangsläufig über seine Gegenimpedanz und mit definierter Phasenlage. Ein Wechselrichter besitzt keinen entsprechenden Pfad. Sie entstehen dort nur, wenn ein eigener Regler sie erzeugt, und werden bei gekoppelter Sequenzregelung vielfach begrenzt, um die knappe Stromkapazität dem Mitsystem vorzubehalten. Untersuchungen an kommerziellen Schutzrelais belegen dafür Fehlfunktionen der Gegensystem-Stromstufen, des gerichteten Gegensystemschesutzes und der Phasenselektion bei unverändertem Netz und identischer Parametrierung [22]. Dem Schutz fehlt hier nicht Stromhöhe, sondern die Messgröße selbst: Das Gegensystem entsteht entweder gar nicht oder trägt eine Phasenlage, die keinen Rückschluss auf den Fehlerort mehr erlaubt. Darin unterscheidet sich der Effekt qualitativ von einer bloßen Amplitudenabsenkung. Hinzu tritt, dass für die Beschaffenheit leistungselektronisch erzeugter Kurzschlussströme bislang keine normativen Anforderungen bestehen, obwohl numerische Schutzgeräte auf natürliche Oberschwingungsanteile angewiesen sind. [23]

Zusammenfassend gehören Kleinwasserkraftwerke mit direkt netzgekoppeltem, erregereguletem Synchrongenerator zu den wenigen dezentralen erneuerbaren Technologien, die im Fehlerfall physikalisch ausreichende Kurzschlussleistung bereitstellen können, um bestehende Schutzkonzepte zuverlässig zu erhalten. Sie halten über die für die Schutzstaffelung maßgeblichen mehreren hundert Millisekunden hinweg ein Mehrfaches ihres Bemessungsstroms aufrecht, sofern das Erregersystem die Polradspannung stützt, Wechselrichter aufgrund ihrer begrenzten Überstromfähigkeit dauerhaft nur rund das 1,1 bis 1,5-Fache. Die Erkennungsreserve stromabhängiger Schutzkonzepte schwindet damit bei hoher Wechselrichter-Penetration. Dies ist kein rein gradueller Qualitätsverlust, sondern ein struktureller Bruch, da Schutzkonzepte auf Basis von Gegensystemströmen bei Wechselrichter versagen können, weil diese Gegensystemströme regelungsabhängig begrenzen, statt sie physikalisch deterministisch bereitzustellen. Der direkt netzgekoppelte Synchrongenerator liefert exakt die Charakteristik, auf die bestehende Schutzkonzepte ausgelegt sind. Der Wert der Kleinwasserkraftwerke liegt damit auch hier nicht in der aggregierten Menge, sondern darin, dass sie die maßgebliche Fehlercharakteristik dort bereitstellt, wo die Schutzstaffelung wirkt.

4 Netzresilienz und Blackoutvorsorge

Dieses Kapitel untersucht, wie geeignet Kleinwasserkraftwerke für den Aufbau lokaler Inselnetze und damit für die Blackoutvorsorge sind. Ein elektrisches Energiesystem braucht jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Jede Abweichung wirkt unmittelbar auf die Netzfrequenz. Im Verbundnetz wird dieses Gleichgewicht großräumig über Momentanreserve, Regelleistung und Bilanzkreisbewirtschaftung hergestellt. Ein Inselnetz verfügt über diese Mechanismen nicht und muss das Leistungsgleichgewicht allein mit den eigenen Betriebsmitteln sicherstellen. Entscheidend ist deshalb nicht die über das Jahr erzeugte Energiemenge, sondern ob die Last zu jedem einzelnen Zeitpunkt gedeckt werden kann. Daraus ergeben sich zwei Anforderungen an die speisende Erzeugung: die energetische Deckung der Last und die Fähigkeit, Spannung und Frequenz zu führen. Abschnitt 4.1 prüft die energetische Deckung anhand von Leistungsbilanzen eines vollständigen Jahres. Abschnitt 4.2 untersucht die Führungsfähigkeit auf Basis des Anlagenbestands, eines Praxisbeispiels und dynamischer Netzsimulationen.

4.1 Energetische Eignung für den Inselbetrieb

Um die Inselnetzfähigkeit verschiedener Erzeugungstechnologien vergleichen zu können, sind drei Festlegungen erforderlich: der zu versorgende Netzausschnitt, die betrachteten Technologien und eine gemeinsame Bezugsgröße für deren Auslegung. Als Netzausschnitt dient ein ländliches Niederspannungs-Ortsnetz im Inselbetrieb. Verglichen werden Kleinwasserkraftwerke, PV und Windkraft, jeweils ohne und mit Batteriespeichern verschiedener Kapazität. Als Bezugsgröße dient die installierte Nennleistung der Erzeugungstechnologien, da sie die Auslegungsgröße des Netzanschlusses bildet; die Technologien werden daher mit jeweils gleicher Nennleistung angesetzt.

Die Bewertung erfolgt als Leistungsbilanz im 15-Minuten-Raster über ein vollständiges Kalenderjahr. Als Lastprofil wird das Standardlastprofil H25 des BDEW mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh je Haushalt zugrunde gelegt [24]. Die Erzeugungszeitreihe des Kleinwasserkraftwerks beruht auf Messwerten einer realen Laufwasserkraftanlage mit 177 kW Nennleistung [25]. Die Zeitreihen von PV und Windkraft werden aus skalierten SimBench-Referenzprofilen gleicher Nennleistung abgeleitet [26]. Die Größe des betrachteten Netzausschnitts wird an der Leistungsfähigkeit des Laufwasserkraftwerks ausgerichtet: Gewählt wird die maximale Haushaltszahl, die sie ohne Speicher durchgängig versorgt. Dies ergibt 132 Haushalte mit einem Jahresbedarf von 462 MWh. Damit ist ein Referenzfall für den Inselbetrieb definiert, gegen den die übrigen Technologien unter identischen Bedingungen geprüft werden.

Als Auswertungsgröße dient der Deckungsgrad, definiert als Anteil der Zeitschritte eines Jahres, in denen Erzeugung und Speicher die Last ohne Netzbezug decken können. Ein Deckungsgrad von 100 % bedeutet, dass der Netzausschnitt zu jedem Zeitpunkt des Jahres inselnetzfähig ist; jeder darunterliegende Wert kennzeichnet Zeitschritte, in denen der Inselbetrieb energetisch nicht aufrechterhalten werden könnte. Abbildung 3 zeigt den Deckungsgrad der betrachteten Technologien in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität.

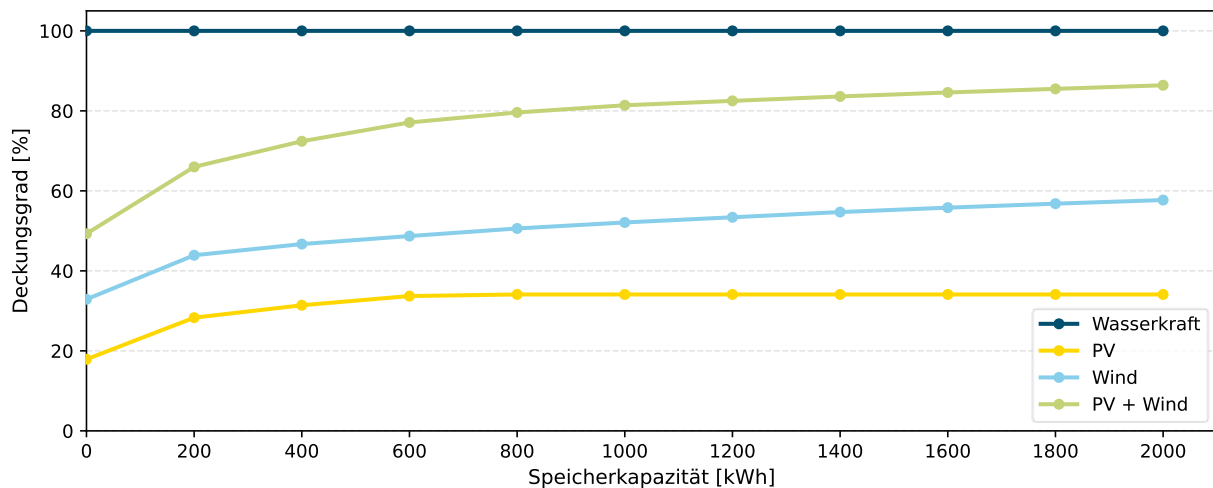


Abbildung 3: Deckungsgrad verschiedener Erzeugungstechnologien im Inselnetzbetrieb in Abhängigkeit der Speicherkapazität bei gleicher installierter Nennleistung (177 kW)

Die Kleinwasserkraftwerke erreichen über den gesamten Kapazitätsbereich 100 % und sind damit als einzige Technologie ohne Speicher inselnetzfähig. PV und Windkraft steigen zunächst steil an und flachen mit zunehmender Kapazität ab, verlaufen dabei aber grundlegend verschieden. Die PV erreicht bei 800 kWh einen Deckungsgrad von 34,1 % und verharrt dort bis 2.000 kWh, während Windkraft und die Kombination beider Technologien bis zum Ende des dargestellten Bereichs weiter ansteigen.

Ursache ist ein unterschiedlicher begrenzender Faktor. Bei PV und Windkraft reicht bereits die im Jahr erzeugte Energiemenge nicht aus: Sie deckt lediglich 40 % beziehungsweise 86 % des Jahresbedarfs. Dieser Unterschied ergibt sich trotz gleicher Nennleistung allein aus den Volllaststunden. Das Kleinwasserkraftwerk erreicht mit 5759 h/a rund das Fünffache der PV und das Zweieinhalbfache der Windkraft. Da ein Speicher Energie zeitlich verschiebt, aber nicht erzeugt, ist eine vollständige Versorgung damit unabhängig von seiner Kapazität ausgeschlossen. Bei der PV wird diese Grenze in der Abbildung 8 im Anhang sichtbar. Ab 800 kWh ist der gesamte Tagesüberschuss zwischengespeichert, jede weitere Kapazität bleibt ungenutzt.

Die Kombination beider Technologien übersteigt den Jahresbedarf dagegen um 26 %. Dies wird jedoch nur erreicht, indem zwei Erzeugungsanlagen mit je 177 kW und damit die doppelte Anschlussleistung der Wasserkraftanlage installiert werden. Die gemeinsame Bezugsgröße des Vergleichs wird hier bewusst verlassen, um die Grenzen der Speicherung unabhängig von den Netzrestriktionen zu untersuchen. Auch unter diesen Bedingungen bleibt der Deckungsgrad bei 2.000 kWh Speicherkapazität auf 86,4 % begrenzt. Rund 1.190 Stunden des Jahres sind nicht gedeckt. Begrenzend wirkt die zeitliche Verteilung, die 2.000 kWh entsprechen 38 Stunden Inselbetrieb bei mittlerer Last und damit einem Bruchteil der ungedeckten Zeit. Abbildung 8 im Anhang zeigt die Lage dieser Zeiträume anschaulich über den Netzbezug im Jahresverlauf für alle betrachteten Konfigurationen. Die Unterdeckung der PV bildet ein ganzjährig wiederkehrendes Nachtdefizit, das sich ab 800 kWh nicht mehr verändert; bei der Kombination beider Technologien konzentriert sie sich mit zunehmender Speicherkapazität auf die Wintermonate und verbleibt dort als zusammenhängende Perioden. Die verbleibenden Unterdeckungen entfallen damit überwiegend auf mehrtägige Dunkelflauten im Winterhalbjahr.

Von den betrachteten Technologien können allein die Kleinwasserkraftwerke ein Ortsnetz dauerhaft im Inselbetrieb versorgen. Sie decken die Last zu jedem Zeitpunkt des Jahres vollständig und benötigen dafür keinen Speicher. Ursache sind die hohen Volllaststunden und die geringe Schwankung der Einspeisung über das Jahr. PV und Windkraft erreichen dies bei gleicher Nennleistung selbst mit deutlich überdimensionierten Batteriespeichern nicht – nicht wegen zu geringer Speicherkapazität, sondern wegen des Dargebots selbst. Einzeln fehlt die erforderliche Jahresenergie, in Kombination deren zeitliche Verteilung. Speicher erhöhen zwar den Deckungsgrad, stellen aber in keiner der untersuchten Konfigurationen einen dauerhaft verlässlichen Inselbetrieb her. Die Kosten solcher Kapazitäten bleiben dabei unberücksichtigt. Kleinwasserkraftwerke sind damit aufgrund ihrer stetigen Einspeisung energetisch geeignet, lokale Inselnetze dauerhaft zu versorgen.

4.2 Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit

Der in Abschnitt 2.1 beschriebene Anlagenbestand von Kleinwasserkraftwerken in Deutschland bietet für lokale Inselnetzkonzepte eine breite Grundlage. Die Anlagen sind überwiegend mit Synchrongeneratoren und zugehöriger Erregereinrichtung ausgeführt und verfügen damit bauartbedingt über die für den Inselnetzbetrieb maßgeblichen Eigenschaften: eigenständige Spannungshaltung, Blindleistungsbereitstellung, hohe Kurzschlussleistung und Schwungmasse. [27]

Der Hilfsenergiebedarf von Kleinwasserkraftwerken ist konstruktionsbedingt gering. Er beschränkt sich im Wesentlichen auf Schmieröl- und Druckölversorgung, die Hydraulik von Leitapparat und Laufradverstellung, Druckluft, Leittechnik und Generatorerregung; energieintensive Nebenanlagen wie Brennstoffaufbereitung, Speisewasser- und Kühlkreisläufe oder Rauchgasreinigung entfallen vollständig. Die zum Anfahren aus dem spannungslosen Zustand erforderliche Leistung liegt bei lediglich 0,5 bis 1 % der Generatorbemessungsleistung, gegenüber 1,5 bis 2 % bei Gasturbinen und 7 bis 8 % bei thermischen Blöcken. Eine Größenordnung dieser Art lässt sich anlagenintern über eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) oder ein kleines Dieselaggregat abdecken, sodass die Stellglieder für Leitapparat und Laufradverstellung auch nach einem vollständigen Spannungsausfall betriebsbereit bleiben und die Turbine in Startposition gebracht werden kann. [28]

Einschränkend gilt, dass konstruktive Eignung nicht mit unmittelbarer Betriebsbereitschaft gleichzusetzen ist. Der VDE formuliert die Eignung von Kleinwasserkraftwerken zur Inselnetzversorgung ausdrücklich „nach technischen Modifizierungen“ [29]. Anlagenspezifisch zu prüfen und häufig nachzurüsten sind insbesondere die Dynamik des Turbinenreglers, die Erregereinrichtung sowie die Gleichstrom- beziehungsweise USV [30]. Dieser Nachrüstbedarf betrifft jedoch ausschließlich die Regelungs- und Steuerungstechnik und ändert nichts am grundsätzlichen Versorgungsvorteil gegenüber konventionellen Notstromlösungen, da dieser nicht in der Anlagentechnik, sondern im Energieträger selbst begründet liegt.

Der Betrieb konventioneller Dieselaggregate ist durch die mitgeführte Kraftstoffmenge zeitlich begrenzt. Das Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) nennt für Betreiber KRITIS einen Richtwert von mindestens 72 Stunden Notstrombetrieb ohne Nachbetankung von außen [31]. Für die im Rahmen der „Nationalen Reserve Blackout“ geförderten mobilen Aggregate wird ein Kraftstoffbehälter für mindestens zwölf Stunden Volllastbetrieb gefordert [32]. Über diese Zeiträume hinaus entscheidet die Nachschublogistik über die Handlungsfähigkeit, ein Problemfeld, dem das BBK eine eigene Empfehlung gewidmet hat, da im großflächigen Stromausfall weder Tankstellen noch Tanklager ohne eigene Notstromversorgung Kraftstoff abgeben können. Hinzu kommen Anforderungen an

Lagerung, Qualitätsüberwachung und Alterungsbeständigkeit des bevorrateten Dieselmotorkraftstoffs [33]. Genau an dieser Stelle liegt der strukturelle Unterschied zur Wasserkraft, während bei Dieselmotorkraftaggregaten die Versorgungsdauer durch eine endliche, logistisch abhängige Ressource begrenzt ist, unterliegen Kleinwasserkraftwerke dieser Restriktion nicht. Der „Brennstoff“ steht mit dem Gewässerzufluss dauerhaft und ohne Vorhaltung, Lagerung oder Nachschub zur Verfügung. [28]

Auch emissionsseitig besteht ein wesentlicher Unterschied. Dieselmotorkraftaggregate emittieren im Einsatzfall weitgehend unvermindert: Für Anlagen, die ausschließlich dem Notbetrieb dienen, sind nach § 16 der 44. BImSchV keine Emissionsgrenzwerte für Kohlenmonoxid und Stickstoffoxide festgelegt [34]. Da der Einsatz solcher Aggregate zudem gerade in dicht besiedelten Bereichen und in unmittelbarer Nähe zu Krankenhäusern, Wasserwerken und Verwaltungsgebäuden erfolgt, wirken lokale Luftschadstoff- und Geräuschemissionen unmittelbar. Kleinwasserkraftwerke arbeiten im Betrieb dagegen emissionsfrei und erreichen nach Berechnungen des Umweltbundesamtes mit rund 808 g vermiedener CO₂-Äquivalente je kWh den höchsten Vermeidungsfaktor aller erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien. [35]

Dass die konstruktive Eignung in der Praxis trägt, zeigt das Wasserkraftwerk Nesselrode in Ruppichteroth am Fluss Bröl. Die Anlage ist insel- und schwarzstartfähig ausgeführt, ihre Schwungmasse und die Dynamik des Turbinenreglers reichen jedoch nicht aus, um die Frequenzhaltung allein zu tragen. Sie verfügt über einen Synchrongenerator mit einer Bemessungswirkleistung von 55 kW. Im Inselbetrieb werden Verbraucher mit einem maximalen Leistungsbedarf von 30 kW versorgt, namentlich die Steuerung zweier Hackschnitzelheizungen, ein Verwaltungsgebäude sowie zwei Wohneinheiten.

Die begrenzende Größe ist das Trägheitsmoment. Kaplan-Turbine und Generator weisen vergleichsweise geringe rotierende Massen auf, sodass Lastsprünge kaum abgepuffert werden und eine ausschließlich über die Turbine geführte Frequenzregelung zu träge reagieren würde. Die Anlage wird daher im Inselbetrieb auf einem festen hydraulischen Arbeitspunkt betrieben, während die Frequenzhaltung mittels einer elektronischen Lastregelung ausgeführt wird: Eine dreiphasige elektronische Lastregelung stellt eine ohmsche Ballastlast von bis zu 30 kW nach dem Prinzip der Leistungsbilanz ein. Sinkt die Verbraucherlast und steigt infolgedessen die Frequenz, nimmt die Ballastlast die überschüssige Einspeisung des Wasserkraftwerks auf; steigt die Verbraucherlast, wird die Ballastlast entsprechend zurückgefahren. Die vom Generator eingespeiste Wirkleistung bleibt dadurch konstant, und die Netzfrequenz wird ohne unmittelbare Nachregelung der Turbine innerhalb von 50 Hz ± 0,5 Hz gehalten. Die Blindleistungsbilanz und die Spannungshaltung verbleiben demgegenüber bei der Erregerereinrichtung des Synchrongenerators, die den Betrieb sowohl netzparallel als auch im Inselnetz sicherstellt.

Die Schwarzstartfähigkeit wird durch eine USV der Steuerungstechnik und der Turbinenhydraulik gewährleistet. Nach Hochlauf und Erregung des Generators wird zunächst die Versorgung der Ballastlast aufgebaut, bevor die vorgesehenen Verbraucher schrittweise zugeschaltet werden. Die Ballastlast kann dabei ausschließlich Leistung aufnehmen und setzt den Überschuss in Wärme um, weshalb die Verbraucherlast stets unterhalb der eingestellten Einspeiseleistung bleiben muss und die versorgbare Leistung im vorliegenden Fall auf 30 kW begrenzt ist.

Verfügt eine Anlage nicht über eine derartige Ausstattung, geht ihr Beitrag zur Wiederversorgung dennoch nicht verloren. Sobald eine externe Einheit Spannung und Frequenz vorgibt, kann das Kleinwasserkraftwerk in das aufgebaute Inselnetz einspeisen und die netzbildende Einheit entlasten. Als Führungseinheit kommen hierfür zwei Optionen in Betracht, die nachfolgend in DigSILENT PowerFactory als RMS-Simulation untersucht werden: ein Dieselaggregat oder ein Batteriespeicher mit netzbildendem Wechselrichter.

Das Dieselaggregat (100 kVA) übernimmt als Referenzmaschine mit Drehzahl- und Spannungsregler die Frequenz- und Spannungsführung. Das Kleinwasserkraftwerk (43,8 kVA) speist netzgeführt auf einem festen hydraulischen Arbeitspunkt mit 35 kW bei $\cos \varphi = 0,8$ ein. Als Belastung werden zwei Lastsprünge von je 35 kW aufgeschaltet, was jeweils der zeitgleichen Höchstlast von 50 Haushalten entspricht (BDEW-Standardlastprofil H25, rund 0,7 kW je Haushalt bei 3.500 kWh/a Jahresverbrauch) [24]. Die Aufteilung auf zwei Stufen bildet den schrittweisen Netzwiederaufbau ab.

Im Referenzfall ohne Kleinwasserkraftwerk (siehe Abbildung 4a) deckt das Dieselaggregat beide Lastsprünge bei 5 und 30 Sekunden allein. Das Dieselaggregat speist damit dauerhaft nach dem Inselnetzaufbau ca. 70 kW ein, ein Betriebspunkt, dessen Versorgungsdauer allein durch den Kraftstoffvorrat begrenzt ist.

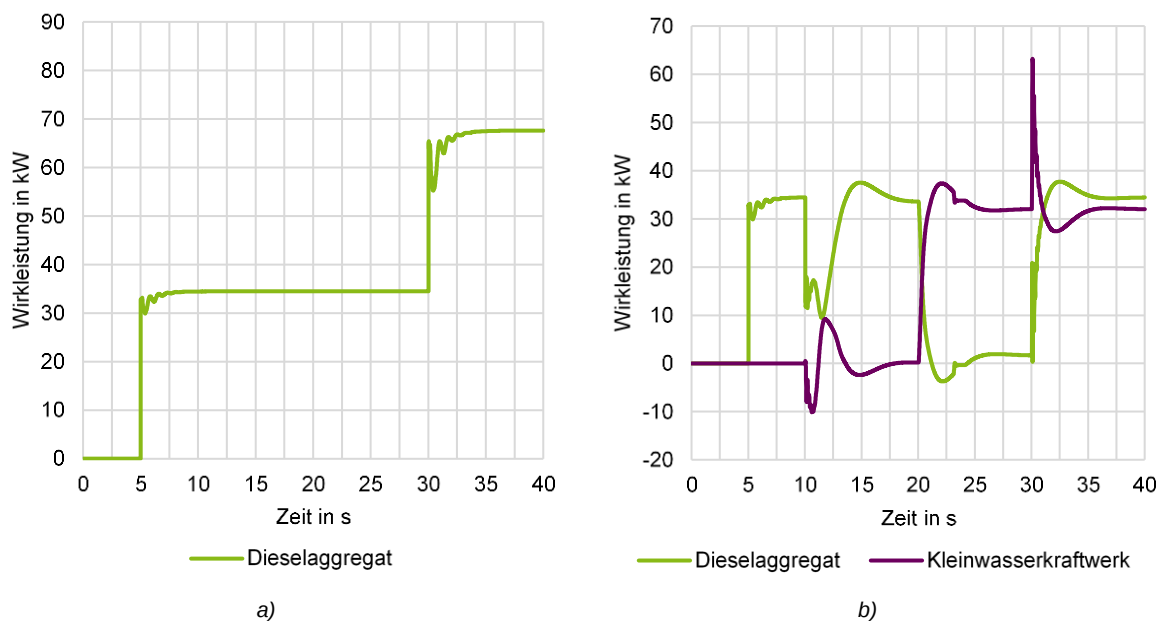


Abbildung 4: Simulation ohne Unterstützung (a) und mit Unterstützung (b) eines Kleinwasserkraftwerks

Wird das Kleinwasserkraftwerk bei 20 Sekunden zugeschaltet (siehe Abbildung 4b), übernimmt es einen Teil der Netzlast. Mit dessen Einspeisung von 35 kW sinkt die Wirkleistungseinspeisung des Dieselaggregats nach dem zweiten Lastsprung von rund 70 kW auf rund 35 kW, die Hälfte der Gesamtlast wird damit auf das Kleinwasserkraftwerk verlagert. Das Dieselaggregat behält dabei die Funktion der Führungseinheit und gleicht die Differenz zwischen stetiger Einspeisung des Kleinwasserkraftwerks und schwankender Netzlast aus. Die Entlastung um 35 kW verlängert die geforderte Mindestüberbrückungsdauer von zwölf Stunden entsprechend [32]. Dazu muss erst später Kraftstoff nachgeführt werden und zugleich sinken die lokalen Emissionen anteilig.

Die Simulation zeigt, dass auch nicht inselbetriebsfähige Kleinwasserkraftwerke einen substanziellen Beitrag zur Blackoutvorsorge leisten können, sofern eine netzbildende Einheit vorhanden ist. Der Beitrag liegt nicht im Netzaufbau, sondern in der Streckung der Versorgungsdauer. Das Dieselaggregat stellt die Netzfürhrung, das Kleinwasserkraftwerk stellt die Energie. Zwei Einschränkungen sind zu beachten. Erstens darf das Dieselaggregat nicht dauerhaft vollständig entlastet werden, da ein Betrieb unterhalb der Mindestlast von rund 30 % der Bemessungswirkleistung die Verfügbarkeit gefährdet [36]. In der Praxis ist der Betriebspunkt daher oberhalb dieser Schwelle zu halten. Zweitens beteiligt sich das netzgeführte Kleinwasserkraftwerk nicht an der Frequenzhaltung. Die gesamte Regelaufgabe verbleibt beim Dieselaggregat, dessen Schwungmasse und Reglerdynamik damit auslegungsbestimmend bleiben.

Alternativ zum Dieselaggregat kann die Netzfürhrung von einem Batteriespeicher mit netzbildendem Wechselrichter übernommen werden (siehe Abbildung 5 a). Der Wechselrichter mit einer Bemessungsscheinleistung von 100 kVA hält die Netzfrequenz konstant bei 50 Hz, der zugehörige Batteriespeicher weist eine Kapazität von 50 kWh auf. Drei netzgeführte Kleinwasserkraftwerke, darunter zwei Synchrongeneratoren mit 24 kVA (KWKW 1) und 18,8 kVA (KWKW 2) sowie ein Asynchrongenerator mit 13,4 kVA (KWKW 3), speisen auf einem festen Arbeitspunkt zusammen rund 45 kW ein. Der Batteriespeicher ist zu Beginn zur Hälfte geladen (Ladezustand bzw. *State of Charge*, SoC = 50 %) und wird im lastfreien Inselnetz von den Kleinwasserkraftwerken weiter geladen. Bei 5, 10 und 15 Sekunden werden dem Inselnetz sukzessive Lasten von jeweils 14 kW zugeschaltet, was jeweils 20 Haushalten mit einer durchschnittlichen Leistung von 0,7 kW entspricht (siehe oben). Während die Kleinwasserkraftwerke weiterhin stetig einspeisen, übernimmt der netzbildende Wechselrichter den Ausgleich der Leistungsbilanz im Inselnetz und hält die Frequenz bei 50 Hz. Er erfüllt damit dieselbe Ausgleichsfunktion wie die Ballastlast im Kleinwasserkraftwerk Nesselrode, kann den Überschuss jedoch speichern statt in Wärme umzusetzen. Mit der Annäherung der Last an die Einspeisung der Kleinwasserkraftwerke verringert sich die Ladeleistung des Batteriespeichers, sodass sich der SoC einem konstanten Wert nähert.

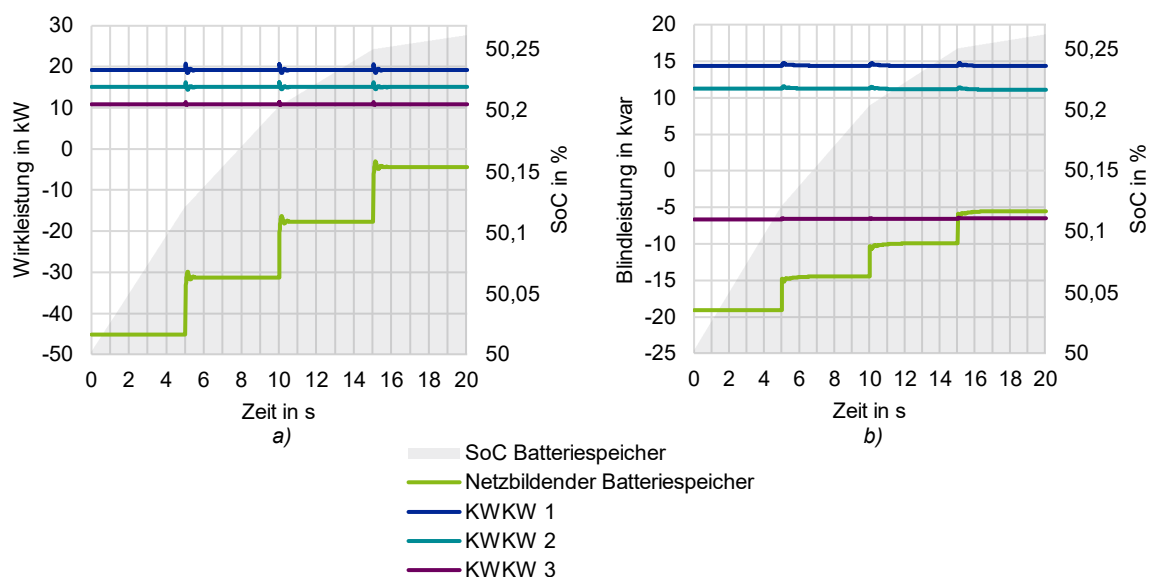


Abbildung 5: Wirkleistungsaufteilung (a) und Blindleistungsaufteilung (b) in der Simulation

Die Blindleistungsbilanz folgt derselben Aufgabenteilung (siehe Abbildung 5b). Die beiden Synchrongeneratoren (KWKW 1 und 2) stellen über ihre Erregereinrichtungen konstant rund 14,5 kvar und 11,5 kvar bereit, während der Asynchrongenerator (KWKW 3) seine Magnetisierungsblindleistung von rund 6,6 kvar dauerhaft aus dem Inselnetz bezieht. Der netzbildende Wechselrichter nimmt den verbleibenden Überschuss auf und reduziert diesen mit jedem Lastsprung. Er führt damit nicht allein die Frequenz, sondern übernimmt zugleich die Spannungshaltung und trägt die gesamte Blindleistungsbilanz des Inselnetzes einschließlich der Magnetisierung des Asynchrongenerators.

Gegenüber der Dieselvariante unterliegt der Batteriespeicher keiner Mindestlast. Bei 50 kWh Speicherkapazität und 100 kVA Bemessungsscheinleistung ist die Auslegung als Regel-, nicht als Energiespeicher zu verstehen: Die Energie stammt aus der Wasserkraft, sodass die Überbrückungsdauer durch den Gewässerzufluss bestimmt wird.

Alle drei modellierten Einheiten liegen mit Bemessungsscheinleistungen von 13,4 bis 24 kVA unterhalb der Schwelle von 25 kW, jener Grenze, unterhalb derer der Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 die Einspeisevergütung streichen würde und von der bundesweit über die Hälfte der rund 7.300 Wasserkraftanlagen betroffen wäre, obwohl gerade diese im Mittel rund 5.000 Volllaststunden erreichen [37]. Nach Einschätzung des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke entfällt mit dem Wegfall der Einspeisevergütung in dieser Leistungsklasse die wirtschaftliche Perspektive für Modernisierung und Reaktivierung [37]. Eine vollständige Nachrüstung auf Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit ist für eine Einzelanlage dieser Größe unter solchen Rahmenbedingungen nicht zu erwarten. Genau hier liegt der Vorteil der untersuchten Architektur, die netzbildende Funktion wird aus der Einzelanlage herausgelöst und zentral gebündelt, sodass sich deren Anforderungen auf netzgeführte Einspeisung und schutztechnische Inselbetriebstauglichkeit reduzieren. Nutzbar wird damit grundsätzlich jede stetig einspeisende dezentrale Erzeugungsanlage einschließlich der Anlagen mit Asynchrongenerator, vorausgesetzt, der Bestand bleibt erhalten, auf dem diese Wiederversorgungskonzepte aufbauen. [37]

5 Einfluss auf die Systemkosten

Die Einspeisung der Kleinwasserkraftwerke wirkt sich an mehreren Stellen auf die Kosten des Stromsystems aus. Dieses Kapitel betrachtet davon zwei wesentliche Positionen: den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen und die Kosten des Engpassmanagements. Beide werden kontrafaktisch bewertet, also anhand des Aufwands, der bei Wegfall des heutigen Anlagenbestands entstünde

5.1 Beitrag der Kleinwasserkraftwerke zur Vermeidung des Netzausbaus auf Verteilnetzebene

Das Vorgängergutachten von 2018 [1] hat den zusätzlichen Netzausbaubedarf quantifiziert, der entstünde, wenn die in die Verteilnetze einspeisenden Kleinwasserkraftwerke wegfielen und ihre Jahresenergie durch Windkraftanlagen (Mittelspannung) und PV-Anlagen (Niederspannung) ersetzt werden müsste. Grundlage sind strategische Zielnetzplanungen für 17 deutsche Mittel- und Niederspannungsnetze aus fünf Verteilnetzgebieten. Wegen der geringeren Volllaststunden erfordert dieser Ersatz das Drei- bis Fünfeinhalbfache der Wasserkraftleistung und führt zu ausgeprägten Einspeisespitzen. Hochgerechnet ergaben sich spezifische Netzausbaukosten von 574 €/kW und deutschlandweite Mehrkosten von 762 Mio. €. Das technische Ergebnis dieser Untersuchung gilt unverändert, da sich die Einspeiseprofile weder bei der Wasserkraft noch bei den Ersatztechnologien geändert haben. Deutlich verändert hat sich dagegen die Kostenbasis. Für die Fortschreibung wurde das technische Mengengerüst der Zielnetzplanungen beibehalten und ausschließlich der Investitionsaufwand neu bewertet. Seit 2018 sind die Kosten für Kabel, Transformatoren und insbesondere für Tiefbauleistungen material- und personalseitig deutlich gestiegen [38]. Der Tiefbau bestimmt den überwiegenden Teil der Investitionskosten und streut regional am stärksten. Deshalb wurden drei Szenarien mit niedrigen, mittleren und hohen Tiefbaukosten gerechnet (Abbildung 6).

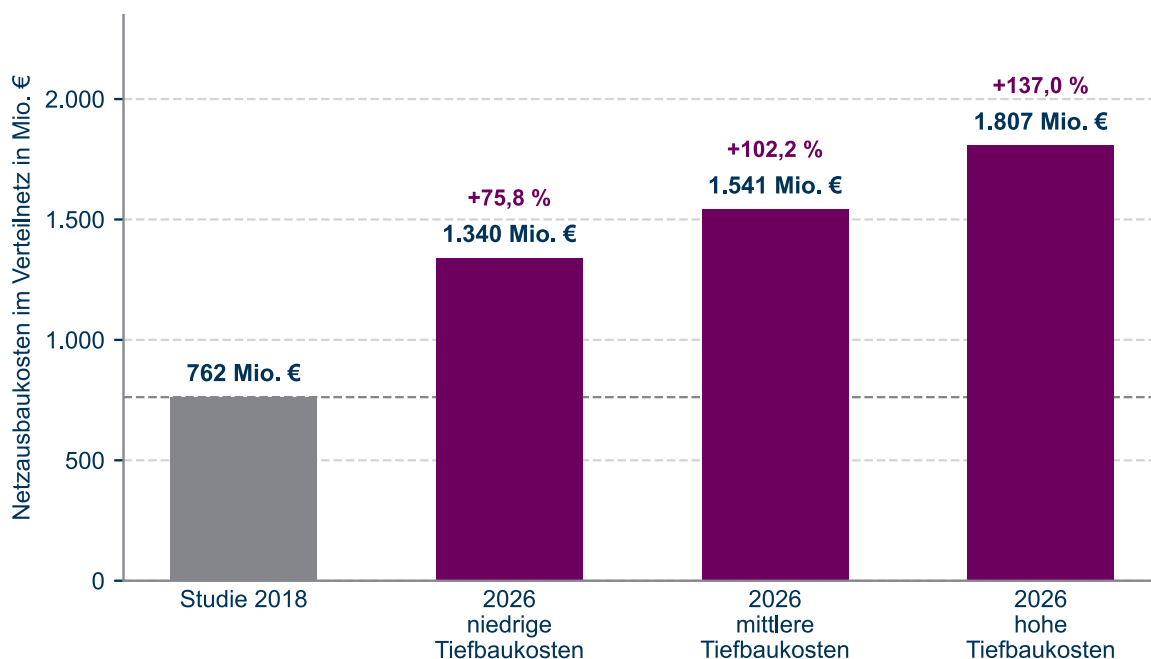


Abbildung 6: Netzausbaukosten im Verteilnetz bei hypothetischem Ersatz der Kleinwasserkraftwerke durch Windkraft und PV – Ergebnis der Studie 2018 [1] und Fortschreibung auf die Kostenbasis 2026

Die Netzausbaukosten liegen damit zwischen 1,34 und 1,81 Mrd. €. Das mittlere Szenario, also der Medianfall der Tiefbaukosten, führt auf rund 1,5 Mrd. €. Der Netzausbau, den der bestehende Wasserkraftbestand vermeidet, ist bei unverändertem physikalischem Ausbaubedarf damit annähernd doppelt so hoch wie 2018. Die Hochrechnung bleibt konservativ: Nicht enthalten sind der Ausbaubedarf in den 110-kV-Netzen und im Übertragungsnetz, Aufwendungen für Speicher und Regelungsanlagen, erhöhte Netzverluste sowie die Netzanschlusskosten der Ersatzanlagen.

5.2 Beitrag der Kleinwasserkraftwerke zur Vermeidung von Redispatch-Kosten

Das Netzengpassmanagement der deutschen Netzbetreiber verursachte im Jahr 2025 Kosten von 3.071 Mio. Euro und lag damit vier Prozent über dem Vorjahreswert (2024: 2.954 Mio. Euro) [2]. Diese Kosten werden über die Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt. Sie gliedern sich in vier Positionen: 1.176 Mio. Euro Einsatzkosten des Redispatch mit konventionellen Kraftwerken, 1.359 Mio. Euro für Vorhaltung und Einsatz von Reservekraftwerken, 433 Mio. Euro finanzieller Ausgleich für abgeregelte erneuerbare Anlagen sowie 102 Mio. Euro für Countertrading [39]. Gut vier Fünftel der Kosten entfallen damit auf die Bereitstellung und den Einsatz konventioneller Ersatz- und Reserveerzeugung.

Zu unterscheiden ist zwischen Kosten und Maßnahmenvolumen: Das physische Volumen der Eingriffe blieb 2025 mit 30,3 TWh gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert [39]. Der Kostenanstieg ist somit nicht auf eine Zunahme der Eingriffshäufigkeit zurückzuführen.

Ursächlich für den Engpass ist die räumliche Divergenz zwischen Erzeugungsschwerpunkten und Verbrauchszentren. Der Netzentwicklungsplan Strom 2025 weist auf Basis der entwickelten Marktsimulation aus, dass der innerdeutsche Transportbedarf von Norden nach Süden deutlich höher ist als in umgekehrter Richtung. Bei hoher Windstromerzeugung ist ein verstärkter Stromfluss aus den windreichen Regionen im Norden zu den großen Verbrauchszentren im Süden zu erwarten. [40]

Die Asymmetrie lässt sich anlagenscharf belegen. Die Onshore-Windleistung konzentriert sich auf Nord- und Ostdeutschland: Auf die fünf führenden Länder, angeführt von Niedersachsen und Schleswig-Holstein, entfallen etwa zwei Drittel der deutschen Onshore-Leistung, während Bayern mit 39 kW/km² flächenbezogen nur etwa ein Fünfzehntel des Wertes von Schleswig-Holstein (583 kW/km²) erreicht [41], [42], [43]. Hinzu kommen 9,5 GW Offshore-Windleistung, die ausschließlich in Nord- und Ostsee einspeisen und die Nordkonzentration weiter verstärken [40].

Auf der Lastseite weisen die südlichen Verbrauchsschwerpunkte ein strukturelles Erzeugungsdefizit auf, das sich mit der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im April 2023 weiter verschärft hat: In Baden-Württemberg verdoppelte sich der Netto-Stromimport in der Folge auf 29 TWh (2023) [44]. Ergänzend ist eine Verlagerung der Engpässe auf die Verteilnetzebene zu beobachten. Das Redispatch-Volumen bei PV-Anlagen stieg 2025 auf 2.704 GWh und damit um 94 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2024: 1.394 GWh), maßgeblich getrieben durch einen Zubau von knapp 10 GW und überdurchschnittliche Einstrahlung [39]. Der im Verteilnetz verursachte Anteil der Abregelungen nahm entsprechend zu.

Die Einspeisung der Kleinwasserkraftwerke erfolgt ganzjährig und planbar, ohne dass viele Anlagen einer Region gleichzeitig ihre maximale Leistung einspeisen. Anders als bei PV, deren Erzeugung regional zeitgleich zur Mittagsspitze anschwillt und die lokale Netzkapazität beansprucht, erzeugen die Kleinwasserkraftwerke kaum eigenen Ausgleichs- oder

Reservebedarf und belastet das Verteilnetz nicht mit Spitzen. Der netzseitige Vorteil folgt damit nicht aus der Dezentralität als solcher, sondern aus dem verteilnetzverträglichen Erzeugungsprofil.

Für die Redispatchwirkung ist der Einspeisestandort maßgeblich. Der Netzentwicklungsplan formuliert das zugrunde liegende Prinzip ausdrücklich: Eine Erzeugung, die näher an den Verbrauchszentren im Süden liegt, erfordert in der Regel geringere Transportkapazitäten [40]. Übertragen auf die Kleinwasserkraftwerke ist entscheidend, dass über 80 Prozent der deutschen Wasserkraftanlagen in Süddeutschland betrieben werden, allein rund 4.200 in Bayern [8].

Die Kleinwasserkraftwerke stehen damit nahezu vollständig auf der defizitären Seite des Nord-Süd-Engpasses – in jener Region, in die andernfalls Strom über die engpassbehafteten Trassen transportiert oder für die südliche Reserve- und Ersatzerzeugung abgerufen werden muss. Da der überwiegende Teil der Engpassmanagementkosten auf ebendiese konventionelle Ersatz- und Reserveerzeugung entfällt [39], wirkt eine lastnahe Einspeisung im Süden strukturell gegen die kostenrelevanteste Position.

Die absolute Bedeutung ist zu relativieren. Die Kleinwasserkraftwerke erzeugen in Deutschland 2,2 TWh pro Jahr [8] und damit etwa 0,5 Prozent der Bruttostromerzeugung. Ein Erzeugungssegment dieser Größe kann den Milliardenblock der Redispatchkosten quantitativ nicht maßgeblich verschieben. Der Beitrag der Kleinwasserkraftwerke ist daher struktureller, nicht bilanziell quantifizierbarer Natur: Er wirkt qualitativ in die kostensenkende Richtung, ersetzt jedoch weder den Netzausbau noch großskalige Flexibilitätsoptionen. Für die energiewirtschaftliche Bewertung ist weniger der Bestand als die Grenzbetrachtung maßgeblich. Der vorhandene Anlagenpark ist im heutigen Netzbetrieb bereits wirksam und in den ausgewiesenen Kosten implizit enthalten; relevant ist die kontrafaktische Frage, wie sich Erhalt gegenüber Stilllegung auswirkt.

Der EEG-Vergütungsanspruch besteht für 20 Jahre [45]. Für einen erheblichen Teil des Anlagenbestands läuft die Förderung im kommenden Jahrzehnt aus. Da viele Anlagen hohe spezifische Fixkosten für Wartung, Gewässerökologie und Genehmigungen tragen, besteht ohne Anschlussperspektive ein Stilllegungs- statt Modernisierungsrisiko. Jede stillgelegte süddeutsche Anlage vergrößert das Erzeugungsdefizit dort, wo Ausgleichsmaßnahmen am kostenintensivsten sind. Erhalt und Modernisierung wirken insofern einer künftigen Zunahme des regionalen Ausgleichsbedarfs entgegen. [5]

Abschließend lässt sich feststellen: Die Kleinwasserkraftwerke kombinieren eine unter erneuerbaren Energien außergewöhnlich hohe Jahresvolllaststundenzahl mit einer dezentralen, verbrauchsnahen Einspeisung und das überwiegend im süddeutschen Zuschussraum und auf Verteilnetzebene. Damit wirken sie strukturell gegen die räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, die den wesentlichen Treiber der deutschen Redispatchkosten bildet. Ihr Beitrag ist qualitativer Art und ergänzt, aber ersetzt nicht die zentralen Hebel Netzausbau und Flexibilisierung.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorangegangenen Untersuchungen zeigen, welchen Beitrag Kleinwasserkraftwerke über die reine Wirkleistungseinspeisung hinaus für Netzbetrieb, Systemstabilität und Resilienz leisten können. Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse zusammengeführt und daraus Ansatzpunkte für weiterführende Untersuchungen und eine stärkere Nutzung der vorhandenen Potenziale abgeleitet.

6.1 Fazit

Das Gutachten bewertet den Beitrag der Kleinwasserkraftwerke zu Systemdienstleistungen und Netzresilienz aus netztechnischer Sicht. Entscheidend ist nicht die eingespeiste Energiemenge, denn mit rund 2,2 TWh pro Jahr entfallen auf die Anlagen unter 1 MW nur etwa 0,5 % der Bruttostromerzeugung. Ausschlaggebend für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Netzresilienz sind Bauart und Anschlussort: rund 6.900, direkt netzgekoppelte Generatoren verteilt in der Nieder- und Mittelspannung. Über 80 % sind in Süddeutschland verortet und erreichen 4.000 bis 6.000 Volllaststunden im Jahr.

Aus der direkten Netzkopplung folgen drei Beiträge, die Wechselrichtergekoppelte Anlagen nicht oder nur regelungstechnisch nachbilden können. Die Schwungmasse stützt die Frequenz verzögerungsfrei. Der quantitative Beitrag bleibt begrenzt, der Wert liegt in der lokalen Verfügbarkeit (Abschnitt 3.1). Über die Erregung stellen die Maschinen induktive wie kapazitive Blindleistung weitgehend unabhängig von der Wirkleistung bereit. Die Jahressimulation zeigt eine bedarfsgerechte Reduktion von Spannungsmaximum und Spannungsband bei geringer zusätzlicher Betriebsmittelbelastung (Abschnitt 3.2). Im Fehlerfall halten die Generatoren über die für die Schutzstaffelung maßgebliche Zeitspanne ein Mehrfaches ihres Bemessungsstroms. Wechselrichter gehen regelungsbedingt kaum darüber hinaus und stellen Gegensystemgrößen nicht deterministisch bereit. Für den Netzschutz ist das ein struktureller Unterschied (Abschnitt 3.3).

Für die Blackoutvorsorge sind zwei Anforderungen zu trennen: die energetische Deckung der Last und die Führung von Spannung und Frequenz. Energetisch versorgt ein reales Kleinwasserkraftwerk mit 177 kW über ein vollständiges Jahr 132 Haushalte ohne Speicher. PV und Windkraft erreichen dies bei gleicher Nennleistung auch mit großen Batteriespeichern nicht, weil ihnen die Jahresenergie und deren zeitliche Verteilung fehlt (Abschnitt 4.1). Die Netzführung ist davon unabhängig zu bewerten. Das Praxisbeispiel Wasserkraftwerk Nesselrode belegt, dass sich die begrenzte Schwungmasse durch eine elektronische Lastregelung kompensieren lässt und ein schwarzstartfähiger Inselbetrieb auch im Leistungsbereich unter 100 kW realisierbar ist. Für Anlagen ohne eigene Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit zeigen die RMS-Simulationen, dass die netzbildende Funktion durch ein Dieselaggregat oder einen Batteriespeicher mit netzbildendem Wechselrichter zentral bereitgestellt werden kann, wodurch sich die Anforderungen an die Einzelanlage auf netzgeführte Einspeisung und schutztechnische Inselbetriebstauglichkeit reduzieren (Abschnitt 4.2).

Kostenseitig vermeidet die Wasserkraft in den Verteilnetzen Netzausbau im Wert von 1,34 bis 1,81 Mrd. €; im mittleren Szenario sind es rund 1,5 Mrd. € (Abschnitt 5.1). Die 110-kV- und Übertragungsnetzebene sind nicht enthalten. Beim Engpassmanagement wirkt die verbrauchsnahe und planbare Einspeisung im süddeutschen Defizitgebiet strukturell entlastend. Bei einem Anteil von 0,5 % lässt sich daraus jedoch kein bilanziell bezifferbarer Betrag ableiten (Abschnitt 5.2).

Über alle Untersuchungsfelder zeigt sich dasselbe Muster: Der Beitrag der Kleinwasserkraftwerke liegt nicht in der Energiemenge, sondern in Art und Ort der Bereitstellung. Diese Eigenschaften entstehen aus der Maschine selbst und sind an den heutigen Anlagenbestand gebunden. Aus netztechnischer Sicht ist es daher vorteilhaft, den bestehenden Bestand zu erhalten und zugleich vorhandene Potenziale zur weiteren Erbringung von Systemdienstleistungen und zur Stärkung der Netzresilienz zu erschließen.

6.2 Ausblick

Das Gutachten weist die Systembeiträge der Kleinwasserkraftwerke anhand realer Betriebsdaten nach. Darauf aufbauend lassen sich vier Felder erschließen, die weiteres Potenzial sichtbar machen.

Weitere Systemdienstleistungen und Marktintegration. Für die Teilnahme an der Sekundär- und Minutenreserve sind die Anforderungen an Präqualifikation und Messtechnik sowie das Pooling mehrerer Anlagen zu einem gemeinsamen Angebot zu klären. Ein zweiter Ansatzpunkt ist der Ausgleichsenergiebedarf: Da die Einspeisung dem Abfluss folgt und über Stunden bis Tage stabil bleibt, ist ein geringerer Prognosefehler zu erwarten als bei Wind und PV. Ein Abgleich von Fahrplänen und Ist-Einspeisung über ein vollständiges Betriebsjahr würde diesen Vorteil beziffern.

Betriebsführung und Flexibilität. Das Gutachten legt das gegebene Einspeiseprofil zugrunde und bewertet die Kleinwasserkraftwerke damit bewusst konservativ als nicht disponible Erzeugung. Tatsächlich wirkt der Stauraum eines Teils der Anlagen innerhalb der wasserrechtlich zulässigen Grenzen als Kurzzeitspeicher; ein Vergleich mit Batteriespeichern gleicher Kapazität überführt dieses Potenzial in eine bekannte Bezugsgröße. Erschließen lässt es sich über Zuflussprognosen mit vorausschauender Stauraumbewirtschaftung (beispielsweise KI-gestützt) sowie über die Zusammenschaltung mehrerer Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk, das Systemdienstleistungen gemeinsam erbringt und als Ankerpunkt zellulärer Versorgungsstrukturen dient.

Vertiefung der netztechnischen Untersuchungen. Eine bundesweite Erhebung von Generatortechnologie und Anlaufzeitkonstanten erlaubt es, Momentanreserve und Kurzschlussleistung des Gesamtbestands aggregiert zu beziffern. Die am realen Betrieb belegte Inselnetzfähigkeit lässt sich auf regionale Cluster mehrerer Anlagen auf Mittelspannungsebene übertragen, einschließlich stufenweiser Lastzuschaltung und Resynchronisation mit dem Verbundnetz. Weiterführend sind dynamische Simulationen zum Zusammenwirken von Synchrongeneratoren und netzbildenden Wechselrichtern, schutztechnische Untersuchungen realer Netztopologien sowie eine Bilanzierung der Netzverluste mit und ohne lokale Einspeisung.

Praktische Umsetzung. Welche Nachrüstungen an Erregung, Eigenbedarfsversorgung sowie Schutz- und Leittechnik erforderlich sind, hängt von Anlagengröße und Baujahr ab. Eine Erhebung dieses Bedarfs schafft die Grundlage für konkrete Umsetzungsprogramme; hinzu treten die Anforderungen der technischen Anschlussregeln an Inselbetrieb und Wiederschaltung. Feldversuche zur Wiederversorgung definierter Netzausschnitte belegen das Anlagenverhalten beim Schwarzstart messtechnisch. Den wirtschaftlichen Bezugsrahmen liefert die Frage nach den Substitutionskosten gleichwertiger Systemdienstleistungen über rotierende Phasenschieber, netzbildende Speicher oder Netzbooster. Da ein erheblicher Teil des Bestands im kommenden Jahrzehnt aus der EEG-Vergütung fällt, gehört dazu die Erhebung, welche Leistung in welchem Zeitraum betroffen ist und welcher Reinvestitionsbedarf ihrem Erhalt gegenübersteht.

7 Quellen

- [1] Bergische Universität Wuppertal, *Netztechnischer Beitrag von kleinen Wasserkraftwerken zu einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung in Deutschland*. Wuppertal.
- [2] B. Hartmann, I. Vokony, and I. Táci, "Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and marketisation of services," *Int Trans Electr Energy Syst*, vol. 29, no. 12, 2019, doi: 10.1002/2050-7038.12128.
- [3] P. Tielens and D. van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501268X>
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, "Systemstabilitätsbericht 2025," 2025. Accessed: Aug. 11, 2026. [Online]. Available: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf
- [5] P. Bünis and R. Keuneke. "Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien- Statistik (AGEE-Stat): Fachbericht Wasserkraft."
- [6] Bayerisches Landesamt für Umwelt. "Zahlen zur Wasserkraft in Bayern." [Online]. Available: <https://www.lfu.bayern.de/wasser/wasserkraft/ueberblick/index.htm>
- [7] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. "Wasserkraft - Ausbau & Entwicklung." [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/erneuerbare-energien/wasserkraft/ausbau-entwicklung>
- [8] K. Meinecke and M. Kaltschmitt. "Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung: Strom aus Laufwasserkraft."
- [9] J. Giesecke and E. Mosonyi, *Wasserkraftanlagen: Planung, bau und betrieb*. Springer, 2005.
- [10] I. Sami, N. Ullah, S. M. Muyeen, K. Techato, M. S. Chowdhury, and J. Ro, "Control Methods for Standalone and Grid Connected Micro-Hydro Power Plants With Synthetic Inertia Frequency Support: A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 176313–176329, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3026492.
- [11] L. Pagnier and P. Jacquod, "Inertia location and slow network modes determine disturbance propagation in large-scale power grids," *PLOS ONE*, vol. 14, no. 3, e0213550, 2019, doi: 10.1371/journal.pone.0213550. [Online]. Available: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0213550>
- [12] Ujjwol Tamrakar and Hyungjin Choi, "STABILITY ANALYSIS OF ENERGY STORAGE INTEGRATION IN POWER SYSTEMS," 2022. [Online]. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/STABILITY-ANALYSIS-OF-ENERGY-STORAGE-INTEGRATION-IN-Tamrakar-Choi/941a7f13240ba21593afa5af68c77c6ae385db7a>
- [13] N. Baeckeland, D. Chatterjee, M. Lu, B. Johnson, and G.-S. Seo, "Overcurrent Limiting in Grid-Forming Inverters: A Comprehensive Review and Discussion," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 39, no. 11, pp. 14493–14517, 2024, doi: 10.1109/TPEL.2024.3430316.
- [14] P. S. Kundur and O. P. Malik, *Power System Stability and Control, Second Edition* (McGraw-Hill's AccessEngineeringLibrary). New York, N.Y.: McGraw Hill LLC; McGraw Hill, 1994.

- [15] A. Arjomandi-Nezhad, Y. Guo, B. C. Pal, and G. Yang, "Modeling Fault Recovery and Transient Stability of Grid-Forming Converters Equipped With Current Reference Limitation," 2024. [Online]. Available: <https://arxiv.org/pdf/2403.05236>
- [16] V. Crastan, "Verbraucher, Leistungselektronik," in *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, Springer, 2015.
- [17] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. Springer-Verlag, 2019.
- [18] IEEE, "IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (Color Book® series)," *IEEE Std 141-1993*, pp. 1–768, 1994, doi: 10.1109/IEEESTD.1994.121642.
- [19] O. D. Thaper, *Modern Hydroelectric Engineering Practice in India: Electro-Mechanical Works*, 2002.
- [20] A. van Kaick Neu-Isenburg GmbH & Co KG, *Spannungsregler COSIMAT-N für DKBN und DIDBN Generatoren — Beschreibung und Einstellanweisung*, 1986.
- [21] Tuladhar and Banerjee, "Impact of the Penetration of Inverter-Based Systems on Grid Protection," *Grid of the Future Symposium*, 2019.
- [22] A. Haddadi, I. Kocar, J. Mahseredjian, U. Karaagac, and E. Farantatos, "Negative Sequence Quantities-Based Protection Under Inverter-Based Resources — Challenges and Impact of the German Grid Code," in 2020.
- [23] H. Kühn, H. Föhring, C. Butterer, and A. Brunne. "Funktion des Netzschutzes bei zunehmender Einspeisung aus Leistungselektronik: Abschlussbericht der AG Netzschutz zur Studie der AG Systemstabilität."
- [24] BDEW, "Standardlastprofile Strom 2025," Accessed: Aug. 10, 2026. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>
- [25] Schweiger, "Wasserkraftwerke E-Werk Schweiger," Accessed: Aug. 10, 2026. [Online]. Available: <https://ew-schweiger.de/index.php/wasserkraft>
- [26] S. Meinecke *et al.*, "Simbench—a benchmark dataset of electric power systems to compare innovative solutions based on power flow analysis," *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3290, 2020.
- [27] Vereinigung Wasserkraftwerke in Bayern e.V. "Staatssekretär Tobias Gotthardt besuchte das E-Werk Schweiger - Bayerns Kleinwasserkraft als tragende Säule für eine stabile und nachhaltige Energieversorgung." [Online]. Available: <https://www.wasserkraft-bayern.de/aktuelles/aktuelles/2024/Kleinwasserkraft-als-tragende-Saeule-fuer-Energieversorgung>
- [28] Jose R. Gracia, Lawrence C. Markel, D. Thomas Rizy, Patrick W. O'Connor, Rui Shan, Alfonso Tarditi, "Hydropower Plants as Black Start Resources," May. 2019. Accessed: Aug. 9, 2026. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/05/f62/Hydro-Black-Start_May2019.pdf
- [29] Dr. Werner Neumann, Dr. Martin Kleimaier, Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens, "VDE Hintergrundpapier: Wasserkraft," Jun. 2025. Accessed: Aug. 9, 2026. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/2393034/f99652f2b2fa74e69006ec28fde17308/download-hp-wasserkraft-data.pdf>
- [30] Yemi Ojo, S. M. Shafiul Alam, W. Hill Balliet, "Hydropower Black Start: A Guidebook for Retrofitting GridDependent Hydropower," Dec. 2024. Accessed: Aug. 9, 2026. [Online]. Available: https://inldigitallibrary.inl.gov/content/uploads/50/2026/04/Sort_147493.pdf
- [31] Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe. "Stromausfall." (n.d.). [Online]. Available: https://www.bbk.bund.de/DE/Themen/Kritische-Infrastrukturen/KRITIS-Gefahrenlagen/Stromausfall/stromausfall_node.html
- [32] Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe. "Nationale Reserve Blackout." (n.d.). [Online]. Available: https://www.bbk.bund.de/DE/Das-BBK/Zivile-Verteidigung/ZS-Notstrom/zs-notstrom_node.html

- [33] Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Ed., "Treibstoffversorgung bei Stromausfall: Empfehlung für Zivil- und Katastrophenschutzbehörden," Jul. 2017. Accessed: Aug. 9, 2026. [Online]. Available: https://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Mediathek/Publikationen/PiB/PiB-18-treibstoffversorgung-stromausfall.pdf?__blob=publicationFile&v=14
- [34] Bundesrepublik Deutschland, *Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (Vierundvierzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes): 44. BImSchV*, (n.d.). Accessed: Aug. 9, 2026. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_44/BJNR080410019.html
- [35] Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider, "Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2022," Dessau-Roßlau, Rep. 49/2023, Dec. 2023. Accessed: Aug. 19, 2026. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/20231219_49_2023_cc_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2022_bf.pdf
- [36] Max Kräutle. "Hybride Kraftwerke: Strom aus Diesel und Sonne." [Online]. Available: <https://www.industr.com/de/strom-aus-diesel-und-sonne-1793938>
- [37] Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V., Ed., "BDW-Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung des BMWF zum Referentenentwurf zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2027 vom 17.07.2026," Berlin, Jul. 2026. Accessed: Aug. 9, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesverband-deutscher-wasserkraftwerke.de/wp-content/uploads/2026/07/20260721BDW-Stellungnahme_RefE-EEG-2027_vfinal-1.pdf
- [38] C. Becker, T. Rebutisch, M. Zdrallek, F. Nolteernsting, and P.-M. Körner, Eds., *Development of a Cross-Voltage-Level Planning Approach for Automated Strategic Network Planning: Concept and First Results of Application*, 2025.
- [39] Bundesnetzagentur. "Netzengpassmanagement im Q4 und Gesamtjahr 2025: Maßnahmenvolumen im Gesamtjahr stabil." [Online]. Available: <https://www.sma.d.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil>
- [40] Übertragungsnetzbetreiber. "Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045." [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-05/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf_1.pdf
- [41] Bundesverband WindEnergie e.V. "Die Bundesländer in Zahlen." [Online]. Available: <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/bundeslaender/>
- [42] J. Quentin. "Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland: Erstes Halbjahr 2025."
- [43] A. Roth and W.-P. Schill. "Open Energy Tracker: Eine offene Datenplattform für das Monitoring von energiepolitischen Zielen: Hintergrund Windenergie." (n.d.).
- [44] T. Kelm, L. Liebhart, and M. Klingler. "Monitoring der Energiewende: in Baden-Württemberg Statusbericht 2024."
- [45] "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)," in *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien*, (n.d.).

8 Anhang

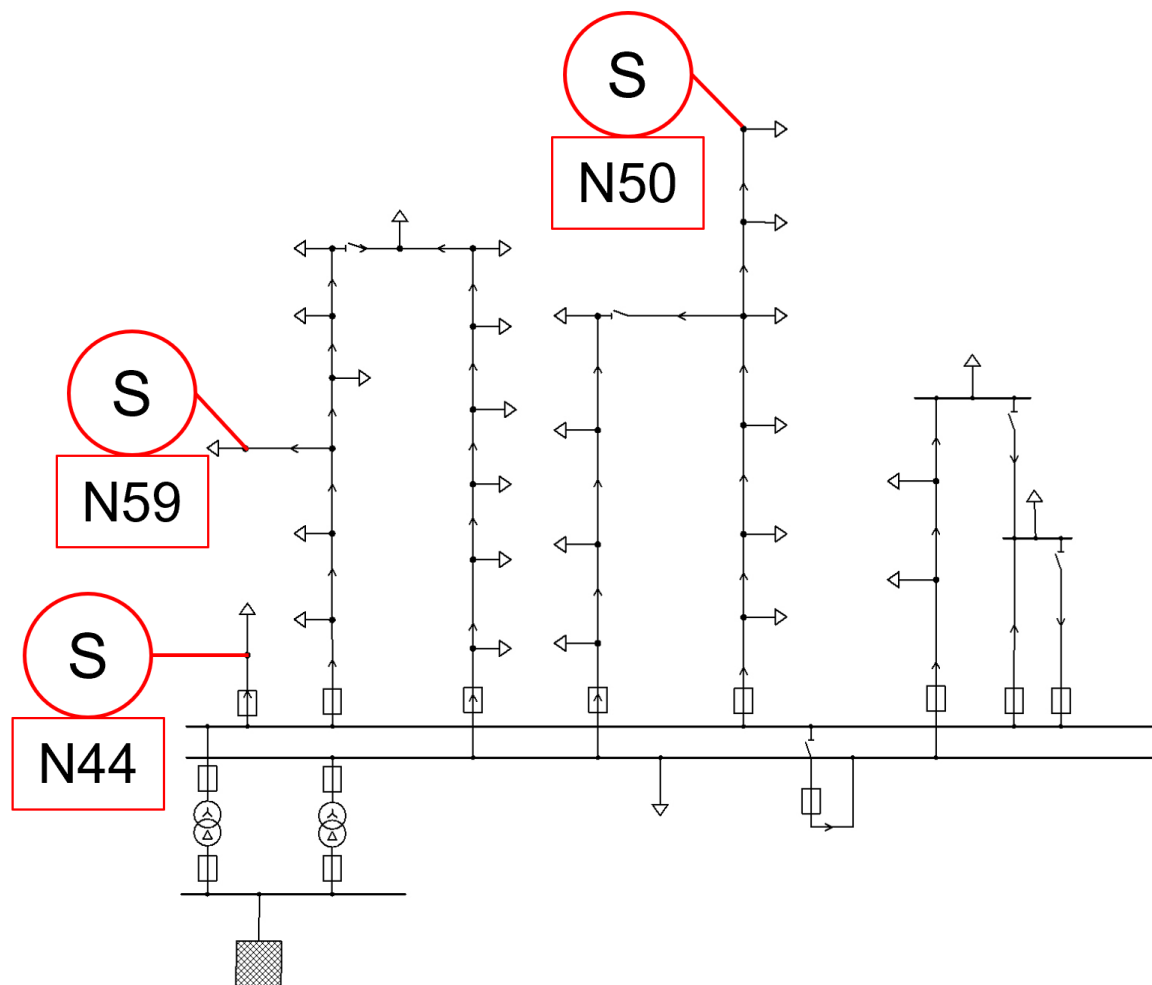


Abbildung 7: Mittelspannungsnetz für Blindleistungssimulationen mit markierten Knoten

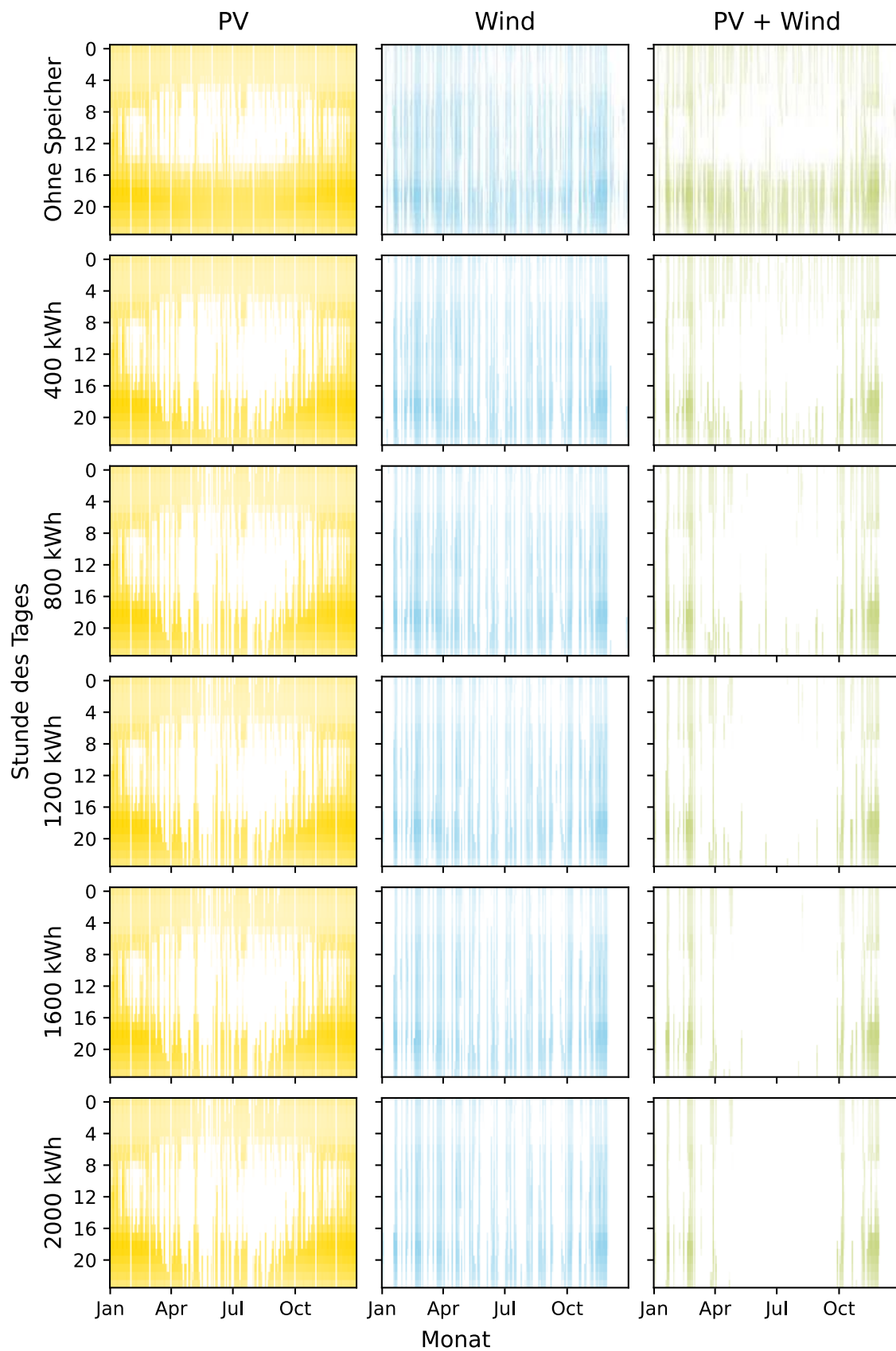


Abbildung 8: Netzbezug nach Tagesstunde und Monat für ausgewählte Batteriespeicherkapazitäten. Weiße Flächen kennzeichnen Zeitschritte ohne Netzbezug