

TEILNAHME VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN AN DER PRIMÄR-REGELLEISTUNG

Daniel UNGER^{1*}, Stefan LAUDAHN^{1*}, Bernd ENGEL¹

Kurzfassung

Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien müssen auch dezentrale Anlagen einen steigenden Anteil an den Systemdienstleistungen erbringen. Der Beitrag dezentraler Anlagen zur Frequenzhaltung über Primärregelleistung kann verpflichtend über den regulatorischen Rahmen oder wirtschaftlich über einen Regelleistungsmarkt erfolgen. Es wird die technische Machbarkeit der Teilnahme durch PV-Anlagen und als Alternative durch elektrische Speicher untersucht. Beide Technologien bieten eine Regelgeschwindigkeit der Leistung im Bereich von Millisekunden und sind sehr gut für die Frequenzstützung geeignet. PV-Anlagen müssen für die Teilnahme durchgehend abgeregelt betrieben werden. Elektrische Speicher müssen ausreichend groß dimensioniert werden. Anhand von Simulationen werden die Kosten der Teilnahme von beiden Technologien über einen Investitionszeitraum von 20 Jahren berechnet und verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass Speicher selbst bei sinkenden Vergütungssätzen wirtschaftlicher für die PRL-Teilnahme sind als PV-Anlagen.

Einleitung

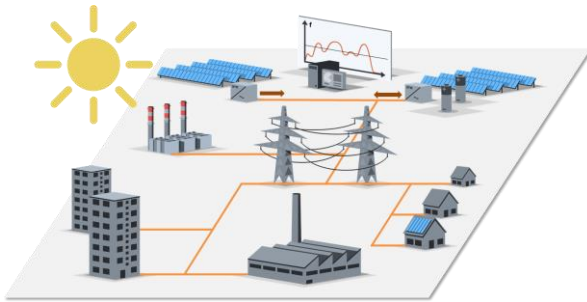


Abbildung 1 – Bereitstellung von PRL durch PV-Anlagen oder Speicher

In vielen Ländern, darunter auch Deutschland, schreitet der Zubau von erneuerbaren Energien stark voran [1]. Die installierte Leistung von PV-Anlagen und Windkraftanlagen ist stark gestiegen. An sonnigen Tagen trägt die Photovoltaik (PV) bereits heute einen großen Teil zur Stromproduktion bei. Gleichzeitig sinkt damit auch der Anteil an einspeisenden konventionellen Kraftwerken, welche für das Netz wichtige Systemdienstleistungen erbringen (siehe **Abbildung 1**).

Eine Systemdienstleistung ist die Frequenzhaltung über Primärregelleistung (PRL). Dezentrale Anlagen müssen mehr und mehr die Vorhaltung der PRL übernehmen [2]. Bisher werden PV-Anlagen oder elektrische Speicher vor allem in Microgrids oder Inselnetzen genutzt, um bei einem Leistungsungleichgewicht die Frequenz zu stützen [1,3]. Mit der steigenden Einspeisung aus PV-Anlagen wird in mehreren Ländern erwartet, dass zukünftig auch diese Anlagen einen Beitrag zur Frequenzhaltung liefern müssen [1]. Dies gilt vor allem für Länder, welche nicht über ein großes Verbundnetz mit einer entsprechend hohen rotierenden Masse verfügen.

Um jeweils positive und negative Regelleistung zu erbringen, müssen PV-Anlagen abgeregelt betrieben werden. Das heißt, die Anlage nutzt nicht den optimalen Arbeitspunkt und speist weniger Energie ein als möglich wäre. Das Abregeln der PV-Anlagen kann vermieden werden, wenn elektrische Energiespeicher statt der PV-Anlage die PRL erbringen. Als dritte Möglichkeit ist ein Hybridsystem denkbar, wobei die PRL teilweise durch die PV-Anlage und teilweise durch den Speicher erbracht wird.

Sowohl Speicher als auch PV-Anlagen können ihre Leistung bei einer Frequenzänderung sehr schnell anpassen. Die von ihnen gelieferte PRL hat somit eine hohe Wertigkeit. Dem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wird präziser entgegengewirkt als mit konventionellen, thermischen Kraftwerken [4,5].

¹ TU Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia, Deutschland, d.unger@tu-braunschweig.de, +49 531 391 7704

Neben der verpflichtenden Teilnahme können die Anlagen freiwillig aufgrund eines wirtschaftlichen Vorteils PRL bereitstellen. Weitere dezentrale Anlagen können ebenfalls zur Frequenzregelung herangezogen werden. So gibt es Überlegungen, Windkraftanlagen zu nutzen [6].

In dieser Untersuchung wird die Nutzung von PV-Anlagen und elektrischen Speichern zur Frequenzstützung aus technischer und wirtschaftlicher Sicht analysiert. Zusätzlich wird auf die Möglichkeit eines hybriden Systems eingegangen.

Verlauf der Netzfrequenz

Der Sollwert der Netzfrequenz im ENTSO-E-Netz beträgt 50 Hz. Abweichungen von der Sollfrequenz entstehen durch eine Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Abweichungen werden durch den Einsatz von Regelleistung korrigiert und so die Frequenz auf den Sollwert zurückgeführt. Frequenzabweichungen können in stochastische und deterministische Abweichungen aufgeteilt werden. Stochastische Abweichungen sind nicht prognostizierbar und überlagern sich. Beispiele hierfür sind die Zu- und Abschaltung von Verbrauchern und Ausfälle oder Fehler in der Prognose von fluktuierenden Erzeugungsanlagen. Deterministische Abweichungen entstehen durch fahrplanbedingte Leistungsabweichungen. Auffallend sind die hohen Frequenzabweichungen zu den Stundenwechseln. Elektrische Energie wird stundenweise gehandelt. Zu jeder neuen Stunde gibt es einen Leistungssprung auf der Erzeugerseite, während sich die Nachfragekurve nur langsam ändert [7].

Die Übertragungsnetzbetreiber halten die Frequenz durch den Einsatz von Regelleistung stabil (siehe **Abbildung 2**).

Frequenzstützung durch Primärregelleistung

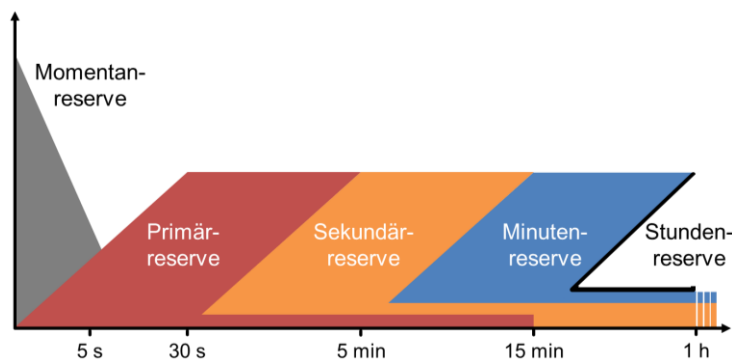


Abbildung 2 – Einsatzreihenfolge der Regelleistung

Die Netzfrequenz ist im gesamten europäischen Stromnetz nahezu gleich. Dadurch wird sie als zentrale Messgröße für die Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz genutzt. Die Frequenzregelung im ENTSO-E ist dabei auf eine maximale Abweichung von 200 mHz im Normalbetrieb ausgelegt. Die PRL wird in dem Bereich zwischen 49,8 Hz und 50,2 Hz linear von den an der Bereitstellung teilnehmenden Anlagen erbracht [8].

Tritt eine Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch auf, so begrenzen die Momentanreserve und der Netzselbstregeleffekt die Geschwindigkeit der Frequenzänderung. Die Momentanreserve wird aus den sich drehenden Generatoren augenblicklich bereitgestellt. Der Netzselbstregeleffekt wird durch die direkt ans Stromnetz gekoppelten Motoren bewirkt, welche bei sinkender Frequenz eine geringere Leistung beziehen und somit das Ungleichgewicht teilweise ausgleichen.

Tabelle 1 – Kennzahlen der PRL

Sollfrequenz im ENTSO-E	50 Hz
ENTSO-E Nachfragemenge	±3000MW
- davon in D+CH+NL	±628 MW
Beschaffung	regelleistung.net
Mindestangebotsmenge	±1 MW
Vergütung	Leistungspreis
Ausschreibung	1 Woche vorher
Lieferzeitraum	1 Woche
Aktivierungsgeschwindigkeit	< 30 Sekunden,
Verfügbarkeit	100 %

Die PRL wird automatisch (siehe **Abbildung 3**) und nach dem Solidaritätsprinzip durch alle teilnehmenden Anlagen im Verbundnetz erbracht und stabilisiert die Frequenz. Die Sekundär- und anschließend Minutenreserve werden vom Übertragungsnetzbetreiber aktiviert. Sie lösen die PRL ab und führen die Frequenz auf 50 Hz zurück (siehe **Abbildung 2**). Die Kennzahlen der PRL sind in **Tabelle 1** zusammengefasst.

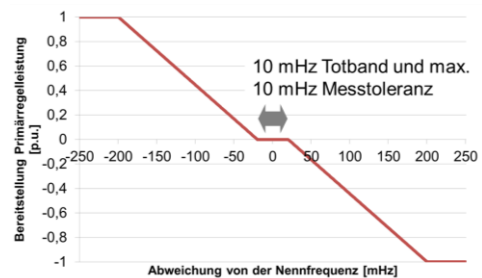


Abbildung 3 – Kennlinie der PRL

Bereitstellung durch das Abregeln von PV-Anlagen

Zukünftig können PV-Anlagen zur Frequenzhaltung beitragen. Während negative PRL bei einer Frequenz über 50 Hz durch das Abregeln der PV-Anlage bereitgestellt werden kann, kann eine Erhöhung der Einspeiseleistung bei Unterfrequenz nur durch ein dauerhaftes Abregeln der Anlagen erreicht werden. In **Abbildung 4** illustriert die blaue Linie die beispielhafte Einspeiseleistung einer PV-Anlage über einen Tag. Bei einer durchgängigen Beteiligung der Anlage an der PRL mit 5 % der Anlagen-nennleistung muss die Anlage kontinuierlich um diesen Wert abgeregelt betrieben werden (rote Linie). Eine alternative Möglichkeit ist die Beteiligung an der PRL in Abhängigkeit der aktuellen Leistung (grüne Linie). Es kann mehr Leistung eingespeist werden, mit wechselnden Einstrahlungsbedingungen schwankt aber die vorgehaltene PRL. Eine fluktuierend vorgehaltene PRL widerspricht dem Ziel der PRL – einer stabilen Frequenz.

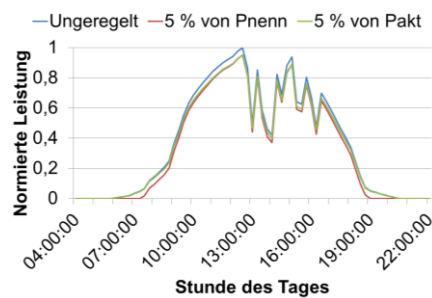


Abbildung 4 – Beispielverlauf der PV-Leistung über einen Tag

Eine weitere Anforderung an die PV-Anlage ist die gleichmäßige Abregelung trotz einer fluktuierenden Einspeisung. Im Betrieb ändert sich die Bestrahlungsstärke ständig durch den Verlauf der Sonne und wechselnden Wettersituationen. Mit einer Prognose kann die mögliche Wirkleistung ermittelt werden und die Anlage wird relativ zu dieser Kennzahl abgeregelt [9]. Je kürzer dabei der Prognosezeitraum, desto genauer ist auch die Prognose. Ohne eine Prognose kann die Anlage durch kurzzeitiges hochfahren zum MPP die maximale Wirkleistung bestimmen.

Technische Machbarkeit

PV-Anlagen werden für gewöhnlich im Maximum Power Point (MPP) betrieben. So erzeugen sie die größte Leistung. Eine ändernde Einstrahlungssituation verschiebt auch den MPP. Die Anlagen nutzen einen MPP-Tracker, um zu jedem Zeitpunkt die maximale Leistung zu erzeugen. Bei der Suche nach dem MPP wird durch den Tracker Schrittweise die Spannung verändert und die Veränderung der Leistung gemessen.

Die Leistungsreduktion bei Überfrequenz wird nach der VDE-AR-N 4105 [10] bereits heute ab einer Frequenz von 50,2 Hz gefordert und ist technisch kein Problem. In Simulationen wurde gezeigt, dass PV-Anlagen nach einer Frequenzänderung innerhalb weniger Sekunden ihre Leistung auf den neuen Sollwert einstellen können [1]. Zur Validierung der Simulationsergebnisse wurde in dem Netzintegrationslabor der TU Braunschweig das Verhalten eines realen PV-Wechselrichters gemessen.

Über einen Netzsimulator kann im Netzintegrationslabor ein vom öffentlichen Verbundnetz unabhängiges dreiphasiges Labornetz aufgebaut werden, in dem Spannung und Frequenz beliebig variiert werden können. Über ein Messsystem können die Netzparameter sowie die aktuellen Leistungsflüsse im Labornetz mit hoher Genauigkeit aufgezeichnet werden. Eine Analyse der Leistungsflüsse sowie des Regelverhaltens der untersuchten Netzbetriebsmittel ist dann bis in Zeitbereiche unter den Periodenbereich möglich.

Der vermessene PV-Wechselrichter wird so eingestellt, dass er mit 5 % seiner Leistung an der PRL teilnimmt. Diese Leistung wird den Anforderungen der Primärregelleistung im ENTSO-E gleichmäßig bis zu einer Frequenzabweichung von 200 mHz bereitgestellt. Dafür wird die 50,2 Hz-Kennlinie der Anlage geändert, so dass ab einer Frequenz von 50 Hz mit einer Steigung von 25 % der aktuellen Leistung pro Hertz die Leistung minimiert wird.

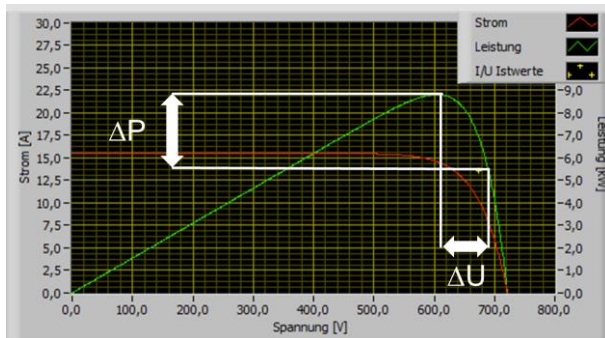


Abbildung 5 – Strom-/Spannungskennlinie

Die Nennfrequenz der Netzsimulation wird abweichend der Netzfrequenz im ENTSO-E auf 50,2 Hz eingestellt, so dass sowohl eine Frequenzsteigerung und eine Frequenzabsenkung von 200 mHz eingestellt werden können. Die Anlage regelt somit bei Nennfrequenz durchgehend um 5 % ab. **Abbildung 5** zeigt die Strom- / Spannungskennlinie des Solarmoduls (simuliert über eine DC-Quelle). Die Kennlinie ändert sich während der Messung nicht, es wird eine Situation mit gleichbleibenden Einstrahlungsbedingungen simuliert.

Die Ergebnisse der Messung sind in **Abbildung 6** dargestellt. Über den Netzsimulator wird ein Frequenzverlauf vorgegeben, welcher sechs Frequenzsprünge berücksichtigt (rote Linie). Die Frequenzsprünge bilden mit ± 200 mHz die Grenzen der Bereitstellung der PRL ab. Zusätzlich wird das Verhalten der PV-Anlage auf eine rampenförmige Frequenzabsenkung um 200 mHz auf Nennfrequenz gemessen.

Aus **Abbildung 6** ist ersichtlich, dass die PV-Anlage sehr gut für die Bereitstellung von PRL geeignet ist. Sowohl bei den Sprüngen um 200 mHz als auch bei den Sprüngen von 400 mHz wird die Leistungsänderung entsprechend der Kennlinie (**Abbildung 3**) sehr schnell zur Verfügung gestellt. Dabei ist zu beachten, dass solche Frequenzsprünge den Extremfall darstellen und im Verbundsystem so nicht vorkommen. Da die Anlage bei diesen Extremfällen deutlich unterhalb der geforderten 30 Sekunden die neue Sollleistung erreicht, ist davon auszugehen, dass sie auch bei langsameren Frequenzänderungen innerhalb der geforderten Zeit den Sollwert einstellen kann. Das zeigt auch die Messung bei einer rampenförmigen Frequenzänderung von 200 mHz über einen Zeitraum von fünf Sekunden.

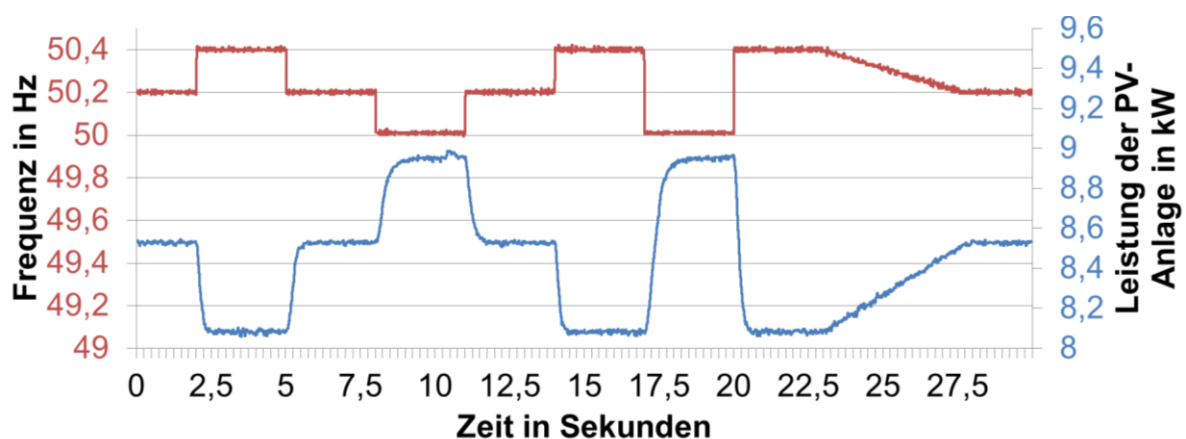
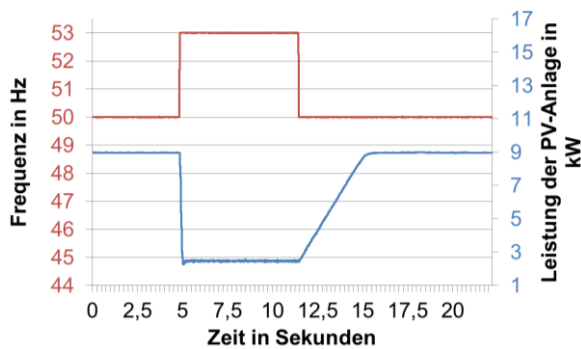


Abbildung 6 – Gemessene Leistungsänderung (blaue Linie) des PV-Wechselrichters auf Frequenzsprünge und einer rampenförmigen Frequenzabsenkung (rote Linie)

Zur weiteren Bestimmung der Reaktionszeiten wurde ein größerer Frequenzsprung von 50 auf 53 Hz und wieder auf 50 Hz eingestellt. Die Messergebnisse der eingespeisten Leistung werden in **Abbil-**

Abbildung 7 zeigt. Es ist ersichtlich, dass das Absenken der Leistung nahezu augenblicklich mit dem Anstieg der Frequenz geschieht.



Innerhalb von 200 ms ist die neue Sollleistung erreicht. Die Leistungssteigerung beim zweiten Frequenzsprung dauert länger. So benötigt die Anlage ca. 3,7 Sekunden bis die vorherige Einspeiseleistung wieder erreicht ist. Die Messung zeigt, dass es einen Unterschied bei der Leistungsänderung gibt. Die Gradienten der Leistungsänderung können dabei auch (soweit gewünscht) bis zu einem bestimmten Wert eingestellt werden.

Abbildung 7 – Abweichende Zeitkonstanten bei Leistungsreduktion und -steigerung (rote Linie = Frequenz, blaue Linie = Leistung der PV-Anlage)

Wirtschaftlichkeit

Die Kosten der Teilnahme von PV-Anlagen an der PRL berechnen sich hauptsächlich aus den Opportunitätskosten. Durch das Abregeln kann die Energie nicht mehr verkauft werden. Der technische Aufwand für die Teilnahme ist gering, somit werden auch keine Kosten angesetzt. Für die Berechnung wird angenommen, dass eine 1 MWp-Anlage während der Betriebszeit durchgehend 5 % ihrer Nennleistung an PRL liefern soll. Dafür muss sie um 50 kW abgeregelt werden, um die Leistung bei einem Frequenzeinbruch von 200 mHz bereitstellen zu können. Dieser Wert ist nicht abhängig von der tatsächlichen Einspeiseleistung der Anlage. Damit jedoch auch die Einspeiseleistung bei einer Frequenzerhöhung von 200 mHz weiter abgeregelt werden kann, muss die Anlage mindestens 10 % ihrer Nennleistung liefern können um an der PRL teilzunehmen. Es wird eine tägliche Betriebszeit von 8 Stunden und 365 Tage pro Jahr angenommen.

Die zukünftigen entgangenen Vergütungen der PV-Anlage werden nach Formel 1 diskontiert [2,11]. Der Kapitalwert K_0 gibt den Wert einer Investition an. In der vorliegenden Untersuchung die Gesamtkosten der Bereitstellung. Die Einnahmen sind bei einer verpflichtenden Teilnahme nicht entscheidungsrelevant.

$$K_0 = \sum_{t=0}^T \frac{Z_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Z_t ist der Zahlungsstrom zum Zeitpunkt t , T die Laufzeit und i der Kalkulationszinssatz. Für die Laufzeit der Investition werden 20 Jahre angenommen [2,12]. Der Kalkulationszinssatz fließt mit 5 % in die Berechnung ein.

Bei der Teilnahme an der PRL gleichen sich zusätzlich eingespeiste Leistung bei Unterfrequenz und abgeregelter Leistung bei Überfrequenz nahezu aus. Die abgeregelter Leistung wird mit 5 % der Nennleistung über die Betriebszeit berechnet und mit der Vergütung pro kWh monetär bewertet. Die Vergütung ist auf 20 Jahre festgeschrieben, somit fallen auch jedes Jahr die gleichen Verluste an. Anschließend wird der Kapitalwert gebildet. In **Abbildung 8** sind die berechneten Ergebnisse dargestellt.

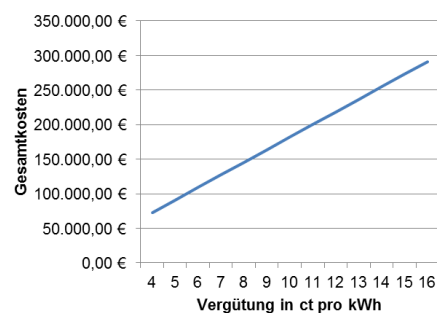


Abbildung 8 – Gesamtkosten in Abhängigkeit der Einspeisevergütung

Bereitstellung durch elektrische Energiespeicher

Statt der direkten Bereitstellung der PRL durch PV-Anlagen können alternativ auch elektrische Speicher eingesetzt werden [2,3]. Der Vorteil ist, dass die PV-Anlagen dann nicht abgeregelt betrieben werden müssen. Der Nachteil ist, dass Speicher eine zusätzliche Investition darstellen und beim Betrieb auch Wirkleistungsverluste auftreten.

Technische Machbarkeit

Zur Speicherung von elektrischer Energie gibt es mehrere Möglichkeiten. Speichersysteme werden in mechanische, elektrische, thermische und chemische Typen unterteilt [2,13,14]. Für eine Teilnahme an der Primärregelleistung sind die Reaktionsgeschwindigkeit und die wirtschaftliche Speichergröße die wichtigsten Kennzahlen. Das Speichersystem muss ausreichend schnell sein, um die volle Leistung innerhalb von 30 Sekunden bereitzustellen und es muss ausreichend groß dimensionierbar sein, um die Leistung auch für 15 Minuten vorhalten zu können.

Elektrische Speicher wie Superkondensatoren oder Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) stellen die angeforderte Leistung sehr schnell zur Verfügung. Ihr Nachteil ist eine geringe Energiedichte. Dadurch sind sie in der Anschaffung sehr teuer und nur für Anwendungen mit einem geringen Speicherbedarf geeignet [1].

Druckluftspeicher, Schwungräder und Pumpspeicherkraftwerke werden zu den mechanischen Speichern gezählt. Schwungräder haben eine Reaktionszeit von wenigen ms, sind also sehr gut für die Frequenzstützung geeignet [15]. Jedoch sind sie wie elektrische Speicher teuer in der Anschaffung. Pumpspeicherkraftwerke sind technisch ausgereift und bereits mit einer installierten Leistung von mehreren GW in Betrieb. Sie müssen heute aufgrund der sich ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen anders betrieben werden als früher. So werden sie inzwischen auch eingesetzt, um Primärregelleistung zu erbringen. Technische ist dafür jedoch nicht jedes Pumpspeicherkraftwerk geeignet [14,16]. Auch führt die Teilnahme an der Frequenzstützung zu einem erhöhten Verschleiß. Ihre Reaktionszeit liegt im Bereich von Sekunden.

Chemische Speicher können in eine Vielzahl von Technologien und unterschiedlichen Zelldesigns unterteilt werden. Eine allgemeine Einordnung ist somit schwierig. Für die Frequenzstützung kommen insbesondere Bleibatterien [12,17], Lithium-Ionen-Batterien [2] und Natrium-Schwefel-Batterien [15,18] in Frage. Chemische Speicher können sehr schnell auf Frequenzschwankungen reagieren. Ein bereits installierter und für die PRL eingesetzter Speicher stellt die Leistung bei einer Frequenzschwankung innerhalb von 200 ms zur Verfügung [18].

Die im Betrieb auftretenden Wirkleistungsverluste können immer dann ersetzt werden, wenn sich die Frequenz in dem nicht-kritischen Frequenzkorridor befindet ($50 \text{ Hz} \pm 20 \text{ mHz}$). Ziel ist, dass sich immer genug Energie im Speicher befindet, um die PRL im Fehlerfall für 15 Minuten liefern zu können. Alternative Wiederaufladestrategien sind in [2,4,12] beschrieben.

Die Speicherkapazität muss ausreichend sein, um im Fehlerfall 15 Minuten lang die maximale Leistung ein- oder auszuspeichern. Je nach Speichertechnologie muss noch die minimale Entladezeit (ableitbar aus dem C-Faktor) berücksichtigt werden. Weiterhin kann der Fall auftreten, dass mehrere Fehlerfälle im Stromnetz hintereinander auftreten. Für jeden Fehlerfall gilt die 15 Minuten-Frist. Eine sehr strenge aber unrealistische Auslegung für die heutige Angebotsdauer von einer Woche führt dann zu einer hohen notwendigen Speicherkapazität [14]. In [12] wird die notwendige Kapazität mit der statistisch ermittelten benötigten Kapazität und einer zusätzlichen Reserve für einen 15 Minuten-Fehlerfall angegeben.

Wirtschaftlichkeit

Speicher können bereits heute wirtschaftlich an der PRL teilnehmen [2,3,18]. Für den wirtschaftlichen Vergleich der Teilnahme eines Li-Ion-Speichers an der PRL mit der Teilnahme einer PV-Anlage wird ein Speichersystem für ein Jahr (September 2012 bis August 2013) simuliert. Als Investitionsausgaben fallen die Speicherkosten und die Installationskosten an. Als Betriebskosten fallen die Wirkleis-

tungsverluste des Betriebes und der Selbstentladung an. Weiterhin werden die Kosten für die Wiederinstallation, nachdem der Speicher sein Lebensdauerende erreicht hat, berücksichtigt. Für eine bessere Vergleichbarkeit wird die Teilnahme des Speichers an der PRL während der gleichen Laufzeit wie die Teilnahme der PV-Anlagen simuliert, also von 08:00 Uhr bis 18:00 Uhr. Anders als eine PV-Anlage kann der Speicher darüber hinaus auch nachts zur Frequenzstützung beitragen.

Die Speichergöße wird so gewählt, dass der Speicher statt der PV-Anlage die PRL erbringt. Somit ist eine Leistung von 50 kW und eine nutzbare Speicherkapazität von 25 kWh notwendig. In einem Hybridsystem mit einer PV-Anlage kann der Speicher kleiner gewählt werden (12,5 kWh), da nicht mehr die gesamte negative PRL in den Speicher geladen werden muss. Stattdessen wird die PV-Anlage abgeregelt. In der einjährigen Simulation hat sich diese Vorgehensweise als sinnvoll erwiesen. Bei einer zeitweise durchschnittlich hohen Frequenz muss der Speicher sonst sehr groß gewählt werden. In der letzten Juniwoche 2013 muss der Speicher eine Energie von 60 kWh aufnehmen, was fast der dreifachen notwendigen Speichergöße entspricht. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass der Speicher nachts auch wieder entladen werden kann.

Li-Ion-Speicher altern sowohl kalendarisch, als auch zyklisch. Nach der Simulation der PRL-Erbringung durch den Speicher wird der Ladezustand (SOC) über die gesamte Laufzeit ausgewertet. Die Zyklen werden nach der Rainflow-Zählung bestimmt [15,19,20]. Für die Bewertung der Alterung wird anschließend die Gewichtung der Entladetiefe (DOD) nach [2] verwendet, welche in der Untersuchung für einen LiFePO₄/C-based-Li-Ion-Speicher bestimmt wurde. Der Speicher hat eine Lebensdauer von 6000 Vollzyklen. Weiterhin werden eine tägliche Selbstentladung von 0,1 % und ein gesamter Wirkungsgrad von Speicher und Wechselrichter von 95 % angenommen.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Energiespeichers wird ebenfalls Formel (1) mit einem Investitionszeitraum von 20 Jahren und einem Kalkulationszinssatz von 5 % genutzt. Die Kosten für den Wechselrichter betragen 150 Euro pro kW. Der Installationsaufschlag beträgt 10 % der Gesamtkosten.

Tabelle 2 – Berechnung der Zyklen pro Jahr aus den Zyklen je Entladetiefe (DOD)

DOD in p.u.	Anzahl Zyklen	Faktor nach [2]	Gewichtete Zyklen
0,1	42022	0,01622	681,59684
0,2	58	0,06742	3,91036
0,3	24	0,14818	3,55632
0,4	17	0,23419	3,98123
0,5	4	0,34227	1,36908
0,6	5	0,46261	2,31305
0,7	2	0,57859	1,15718
0,8	2	0,69686	1,39372
0,9	3	0,80645	2,41935
1	6	1	6
			707,69713

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse der Simulation. Es zeigt sich, dass der Speicher hauptsächlich mit Zyklen geringer Lade-/ Entladetiefe belastet wird und somit eine geringere Alterung als mit Vollzyklen erfährt. Insgesamt altert der Speicher pro Jahr mit knapp 707,7 Vollzyklen. Somit muss der Speicher alle 8,5 Jahre ersetzt werden. Die kalendarische Alterung wird bei der starken Nutzung vernachlässigt. Die jährlichen Energieverluste aus Selbstentladung und Umwandlungsverlusten betragen 656,42 kWh.

Abbildung 9 und **Abbildung 10** zeigen die Gesamtkosten des Speichersystems. Den größten Einfluss haben die Speicherinstallationskosten. Bei der dargestellten Spanne reichen die Kosten von 20.000 Euro bis knapp 70.000 Euro. Der Beschaffungspreis für die Verlustenergie hat nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten.

Speicher sind für die Bereitstellung von PRL insgesamt wirtschaftlicher als PV-Anlagen.

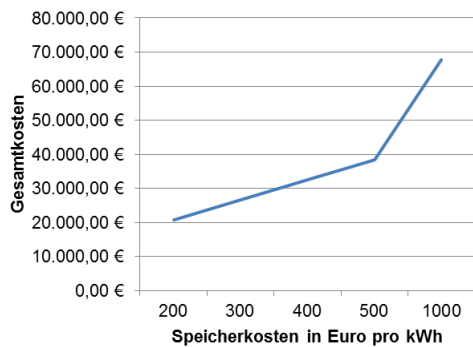


Abbildung 9 – Gesamtkosten in Abhängigkeit der Speicherkosten (Beschaffungspreis fix = 10 ct pro kWh)

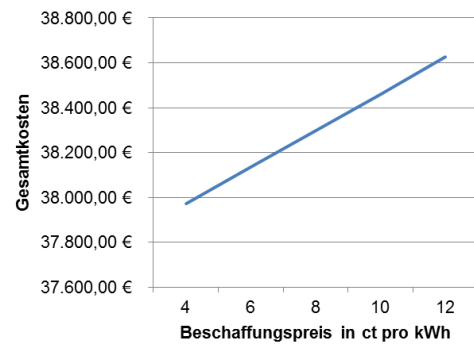


Abbildung 10 – Gesamtkosten in Abhängigkeit des Beschaffungspreises für die Verlustenergie (Speicherkosten fix = 500 Euro pro kWh)

Hybridsystem

Hybridsysteme sind zum einen Kombinationen von PV-Anlage und Speicher, als auch von einem Speicher mit einer anderen Technologie.

Eine Kombination aus PV-Anlage und Speicher wird in [21] vorgestellt. Mit einem Modell wird die Steuerung der Wirk- und Blindleistung untersucht. Der Vorteil einer Kombination ist, dass die PV-Anlage nicht abgeregelt werden muss. Bei Überfrequenz wird die Energie stattdessen in den Speicher geladen.

Die benötigte Kapazität des Speichers kann begrenzt werden, wenn bei Überfrequenz nicht die gesamte Energie in den Speicher geladen werden muss. Es gibt mehrere Möglichkeiten dennoch die erforderliche negative Regelleistung zu liefern. Zum einen kann über elektrische Widerstände die Energie in Wärme umgewandelt werden. Eine andere Möglichkeit ist die Kombination eines Speichers mit Widerständen. Die Kapazität der Speicher kann kleiner gewählt werden, wenn bei extremer Überfrequenz Widerstände zugeschaltet werden, welche die Energie in Wärme umwandeln [12]. Eine weitere Hybridtechnologie ist das Abregeln der PV-Anlagen bei Überfrequenz. Die Energie wird nicht in den Speicher geladen, sondern durch das Abregeln wird bilanziell die negative Primärregelleistung bereitgestellt. Dadurch fallen Opportunitätskosten an, da die abgeregelt Leistung nicht mehr vergütet werden kann.

Weiterhin gibt es Hybridsysteme, welche aus unterschiedlichen Speichertechnologien bestehen. Werden Superkondensatoren mit Bleibatterien genutzt, kann die Lebensdauer der Bleibatterien erhöht werden [1,17,22]. Es können auch hybride Speichersysteme eingesetzt werden, bei denen über Elektrolyseure elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt wird. Ein solches System kann je nach Anlaufgeschwindigkeit und Regelfähigkeit des Elektrolyseurs gleichzeitig mit einem anderen Speichertyp genutzt werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Sowohl PV-Anlagen als auch elektrische Speicher können von den technischen Randbedingungen erfolgreich an der PRL teilnehmen. PV-Anlagen müssen für die Teilnahme durchgehend abgeregelt werden. Dabei geht ein großer Teil der ansonsten erzeugten Energie verloren. Elektrische Speicher müssen ausreichend dimensioniert werden, um jederzeit die Bedingungen der PRL-Erbringung zu erfüllen.

Die Teilnahme ist für beide Anlagentypen technologisch kein Problem. Sie können ihre Leistung innerhalb von Millisekunden regeln. Für Speicher wurde die gute Regelbarkeit bereits mit installierten Anlagen nachgewiesen. Für PV-Anlagen wurde die Reaktion auf Frequenzveränderungen im Netzingegrationslabor der TU Braunschweig gemessen.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben gezeigt, dass die Gesamtkosten von Speichern gegenüber dem Einsatz von PV-Anlagen für die PRL geringer sind. Bei PV-Anlagen wurde die abgeregelt

Energie mit sinkenden Vergütungssätzen bewertet. Beim Speicher als alternative Möglichkeit fallen der Installationsaufwand und die Betriebskosten an. Die Betriebskosten wurden mit einer einjährigen Simulation eines Speichers an der PRL berechnet.

Speicher können bereits heute erfolgreich am PRL-Markt teilnehmen. Durch die langen Ausschreibungszeiträume von einer Woche und 24 h am Tag, haben PV-Anlagen jedoch keine Möglichkeit einer Teilnahme. Eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume kann die Teilnahme vereinfachen. So wird in Dänemark die PRL am Tag vor Lieferung für Zeitscheiben von vier Stunden beschafft [2]. Für PV-Anlagen entsteht eine größere Erfolgswahrscheinlichkeit PRL zu verkaufen. Eine andere Möglichkeit ist die eingangs erwähnte Verpflichtung der Teilnahme an der Frequenzstützung, sobald Leistung erzeugt wird.

Literatur

- [1] Zarina, P.P.; Mishra, S.; Sekhar, P.C.: Deriving Inertial Response from a Non-Inertial PV System for Frequency Regulation. 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems December 16-19, 2012, Bengaluru, India.
- [2] Thorbergsson, E.; et al: Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies. INTELEC(r) 2013 - 13. - 17. October 2013, Hamburg.
- [3] Mercier, P.; Cherkaoui, R.; Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 24, NO. 3, AUGUST 2009.
- [4] Borsche, T.; et al: Power and Energy Capacity Requirements of Storages Providing Frequency Control Reserves. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013.
- [5] Makarov, Y.V.; et al: Assessing the Value of Regulation Resources Based on Their Time Response Characteristics. June 2008.
- [6] Margaris, I.D.; et al: Frequency Control in Autonomous Power Systems with High Wind Power Penetration. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012.
- [7] Weißbach, T.: Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6 Nr. 586. Düsseldorf, VDI-Verlag, 2009.
- [8] Anhang D 1, Transmission Code 2003 des VDN.
- [9] Jansen, P.; Speckmann, M.: Participation of Photovoltaic Systems in Control Reserve Markets. 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 2013.
- [10] VDE FNN: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105, Berlin, 2011.
- [11] Panos, K.: Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung,-transport und beschaffung im liberalisierten Markt, Berlin 2013.
- [12] Oudalov, A.; Chartouni, D.; Ohler, C.: Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 3, AUGUST 2007.
- [13] Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J.: Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 2012.
- [14] efnz: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. FA 43/12, Abschlussbericht, Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar, 8. März 2013.

- [15] Chawla, M; et al: Utility Energy Storage Life Degradation Estimation Method. Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES), 2010.
- [16] Lumb, D.; Hawkins, N.T.: Provision of Power Reserve from Pumped Storage Hydro Plant. IEE Colloquium on Economic Provision Of Frequency Responsive Power Reserve Service, 1998.
- [17] Glavin, M.E.; et al: A Stand-alone Photovoltaic Supercapacitor Battery Hybrid Energy Storage System. 2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC 2008).
- [18] Yunicos: Bahn frei für Wind und Sonne! Pressemitteilung Berlin, den 6. Februar 2013.
- [19] Köhler, M; et al: Zählverfahren und Lastannahme in der Betriebsfestigkeit. Berlin, 2012.
- [20] Karmiris, G.; Tengnér, T.: Control method evaluation for battery energy storage system utilized in renewable smoothing. Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE.
- [21] Bhatt, R.; Chowdhury, B.: Grid Frequency and Voltage Support using PV Systems with Energy Storage. North American Power Symposium (NAPS), 2011.
- [22] Lödl, M.; Witzmann, R.; Metzger, M: Untersuchungen zu hybriden Speichermodellen in Niederspannungsverteilnetzen mit hohem Anteil an Photovoltaikanlagen. 12. Symposium Energieinnovation, Graz 2012.