

Auslegung eines Batteriespeichers für den Parallelbetrieb mit einer Pelton-Turbine in einem Microgrid

Serdar Kadam, Johann Hell

Andritz Hydro GmbH, Eibesbrunnergasse 20, 1120 Wien

Kurzfassung:

In diesem Beitrag wird die Anforderung hinsichtlich Leistung und Energie eines Batteriespeichers quantifiziert, die für den konkreten Anwendungsfall „Frequenzstützung“ im Inselbetrieb in einem realen Industriennetz benötigt wird. Das Industriennetz wird von einem Wasserkraftwerk versorgt und besitzt derzeit einen Anschluss an ein Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers. Der Wirkleistungsgradient des Wasserkraftwerks ist aufgrund langer Rohrleitungen hydraulisch/mechanischen Grenzen unterworfen und kann daher schnellen Laständerungen nur verzögert folgen. Um das Industriennetz in einem Inselnetz mit Wasserkraft als Energieträger versorgen zu können, wird ein elektrischer Speicher benötigt um schnelle Laständerungen kompensieren zu können. Aufgrund der Anforderungen und der Simulationsergebnisse wird evaluiert, welche Speichertechnologien für den Inselnetzbetrieb mit dem Anwendungsfall „Frequenzstützung“ am besten geeignet sind.

Keywords: Microgrid, Inselnetz, Pelton-Turbine, Speicher

1 Einführung

Es wurden bereits verschiedene Speichertechnologien getestet und erprobt, die sich für die Anwendung zur Frequenzregelung eignen [1],[2],[3]. Dabei können Speicher nicht nur für eine, sondern für mehrere Anwendungen gleichzeitig eingesetzt werden (Frequenzstützung, Blindleistungsbereitstellung, aktive Teilnahme an Energiemärkten, Virtuelle Kraftwerke, etc.).

In einem Microgrid ([4]) hingegen (mit z.B. einem Leistungsbedarf von mehreren MW), ist die Frequenzstützung einer der wichtigsten Anwendungsfälle mit den höchsten Anforderungen an die Reaktionszeit. Wird ein Microgrid bzw. Inselnetz von einem Wasserkraftwerk versorgt, können relativ hohe Lastfluktuationen bezogen auf die Generatorleistung auftreten. Daher ist üblicherweise eine hohe Trägheitskonstante nötig, um Frequenzanforderungen erfüllen zu können. Der Einsatz des Defektors, der eigentlich für den Ausgleich von Lastabwürfen vorgesehen ist, ist zur Frequenzregelung ungeeignet, weil dies zu einer Reduktion des Wirkungsgrades führen würde. Eine moderne Möglichkeit, die Frequenzanforderungen zu erfüllen ist es, einen Speicher zu installieren um schnelle Frequenzänderungen kompensieren zu können [5]. Dadurch kann das hydraulisch/mechanische System des Wasserkraftwerks entlastet und die Effizienz des Gesamtsystems (Energieerzeugung und Leistungsvermögen) optimiert werden um einen zuverlässigen Inselbetrieb zu gewährleisten.

2 Methodische Vorgangsweise

In diesem Abschnitt werden das Inselnetz sowie das verwendete Lastprofil beschrieben. Anschließend werden die durchgeführten Simulationen besprochen und typische Charakteristika von Speichern diskutiert.

2.1 Beschreibung des Inselnetzes

In Abbildung 1 ist die verwendete Netztopologie bestehend aus dem Wasserkraftwerk (Node_HPP), Übertragung (Transformer 1 und 2 sowie Line) und dem Industriennetz (Node_Industry_13.2kV) dargestellt (Nennfrequenz ist 60 Hz). Das Industriennetz befindet in 12km Entfernung von einem Wasserkraftwerk (8,8 MW Pelton-Turbine), das die Industrieanlage im Inselbetrieb versorgen soll. Die Generatorenleistung beträgt 9,5 MVA und das Trägheitsmoment 8500kgm².

Der maximale Leistungsgradient wurde für die Simulationen mit 1,6% der Nennleistung pro Sekunde (0,016p.u./s) angenommen (worst-case). Die Stabilität des Zusammenspiels von Speicher und Wasserkraftwerk bei Laständerungen für verschiedene maximale Leistungsgradienten wurde bereits in [6] untersucht. Für einen effizienten und wirtschaftlichen Inselbetrieb ist ein zusätzlicher Batteriespeicher erforderlich, der zur schnellen Frequenzregelung (innerhalb von wenigen Millisekunden) geeignet ist. Dieser wird für die Simulation angenommen und zwei verschiedene Regelstrategien untersucht.

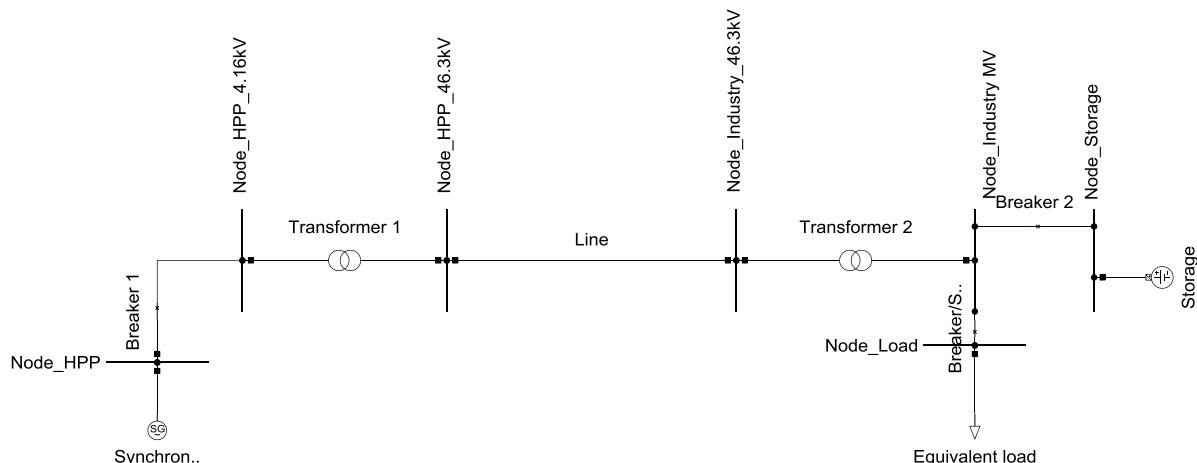


Abbildung 1 Netztopologie des Inselnetzes

2.2 Lastprofil

Die Industrieanlage besteht aus 4 Teilbereichen, für die Lastprofile gemessen wurden. Für die Simulation wurde das Zeitfenster herangezogen, für das von allen 4 Anlagenteilen Messungen vorhanden sind. In Abbildung 2 ist der Verlauf der Wirk- und Blindleistung der gesamten Industrieanlage in 5-Sekunden Auflösung über 20,5 Stunden dargestellt. Anhand der Messungen ist ersichtlich, dass relativ hohe Lastsprünge auftreten. Da das Wasserkraftwerk dem Leistungsbedarf nur mit einem limitierten Gradienten folgen kann, wird

ein Speicher benötigt der kurzzeitig eine hohe Leistung bereitstellen und beziehen kann. Zum Ausgleich von Lastabwürfen stehen prinzipiell sowohl der Batteriespeicher als auch der Deflektor der Pelton-Turbine zur Verfügung. Um Lastzuschaltungen mit dem Deflektor ausgleichen zu können, müsste dieser dauerhaft einen gewissen Teil des Wasserstrahls ablenken. Der ständige Einsatz des Deflektors führt daher unter anderem aber zu einer Reduktion des Wirkungsgrades des Wasserkraftwerks, weshalb der Einsatz des Deflektors um Lastsprünge (Zuschaltung von Lasten) auszugleichen ungeeignet ist. Somit sind die zu erwartenden Lastsprünge maßgeblich für die erforderliche Leistung des Batteriespeichers. Bei unvorhergesehenen großen Lastabwürfen steigen die Drehzahl und die Frequenz an. Um Überdrehzahlen und damit eine mögliche Beschädigung der Turbine und des Generators zu vermeiden, wird der Deflektor eingesetzt um den Wasserstrahl abzulenken und somit die Leistung augenblicklich zu reduzieren.

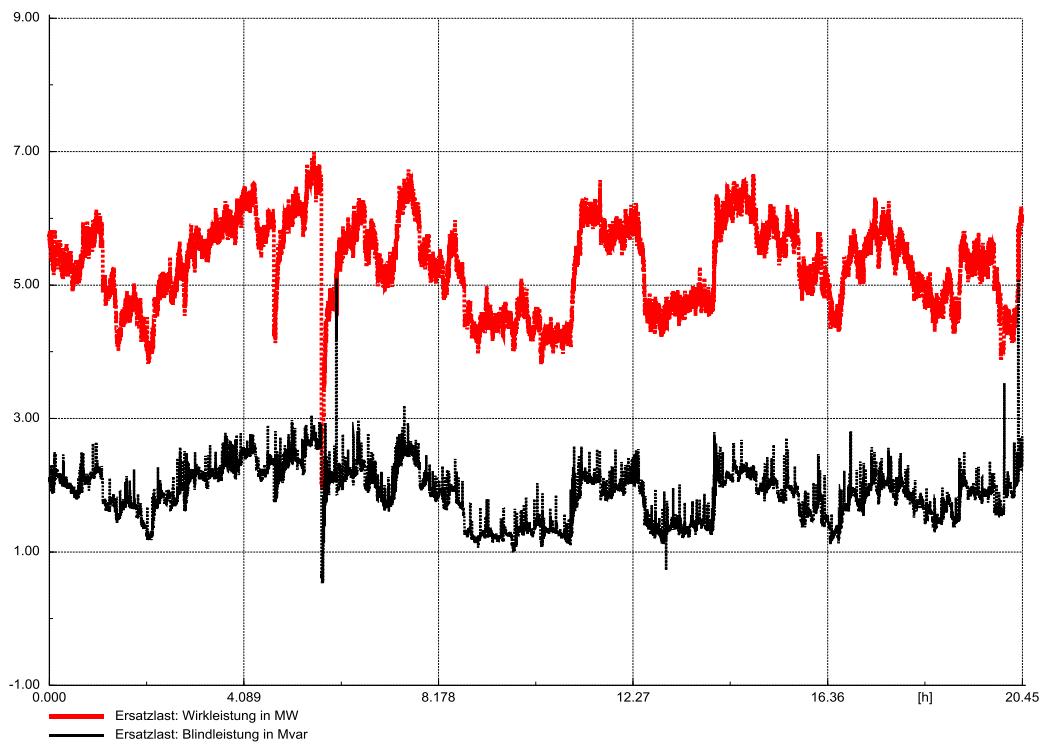


Abbildung 2: Verlauf der Wirk- und Blindleistung der gesamten Industrieanlage (20,45h)

In Tabelle 1 ist die empirische Verteilungsfunktion der auftretenden Leistungssprünge im Lastprofil aufgelistet. Negative Werte entsprechen Lastabschaltungen und positive Werte Lastzuschaltungen. Neben dem minimalen und maximalen Wert sind auch verschiedene Perzentile zu sehen. Dabei liegen 99,9% zwischen +0,783 und -0,675 MW. Die höchste Änderung im gemessenen Profil beträgt ca. -4,46 MW (Lastabwurf) auf. Wie bereits erwähnt sind insbesondere die Lastzuschaltungen relevant für die Auslegung der Nennleistung des Speichers. Ohne zusätzlichen Optimierungsmaßnahmen z.B. der Ein- bzw. Ausschaltvorgänge in der Industrieanlage würde daher ein Speicher mit einer Nennleistung von knapp 1 MW sinnvoll, wobei zusätzlich ein Leistungsband zur Nachregelung des Ladezustands nötig ist. Für die durchgeföhrten Simulationen wurde daher für den Speicher eine Nennleistung von 1,5 MW angenommen. Um eine Unterdimensionierung des Speichers zu vermeiden, wurde zwischen den 5-Sekunden Messwerten nicht interpoliert, da ansonsten auftretende Sprünge über 5 Sekunden gemittelt werden würden.

Tabelle 1: Auftretende Leistungssprünge im Lastprofil mit 5-Sekunde Auflösung (ohne Interpolation)

Perzentil (-)	Leistungsänderung (MW)
Min	-4,456
0,01%	-0,675
0,1%	-0,248
1%	-0,146
5%	-0,081
25%	-0,01
50%	-0,0001
75%	0,009
95%	0,083
99%	0,153
99,9%	0,255
99,99%	0,403
Max	0,783

2.3 Szenarien

Um die benötigte Leistung und Energie des Batteriespeichers für das vorhandene Lastprofil zu ermitteln, wurden drei verschiedene Szenarien untersucht:

- **Ausgleich von Leistungssprüngen:** Modellierung des Wasserkraftwerks als Bilanzknoten (U und f konstant) – Regelung eines idealen Speichers auf Lastgradienten, denen das Wasserkraftwerk nicht augenblicklich folgen kann (ΔP -Regelung). Dieser Simulationsaufbau eignet sich für eine erste grobe Abschätzung der resultierenden Spannung im Industriennetz sowie der Leistung und des Energieinhaltes des Speichers mit einem geringen Simulationsaufwand aber unter Berücksichtigung des begrenzten Leistungsgradienten der Pelton-Turbine.
- **Spannungsregelung und Ausgleich von Leistungssprüngen:** Detailliertes dynamisches Wasserkraftmodell (Standardmodell HYGOVM und avrEXST1) inklusive Deflektor (U und f -Regelung) und Speichermodell (SOC-Management, ΔP -Regelung). Der Speicher regelt wie im vorherigen Szenario die Differenzleistung aus, die sich rechnerisch aus dem Lastgradienten und dem Leistungsgradienten des Wasserkraftwerks ergeben.
- **Spannungs- und Frequenzregelung:** Detailliertes dynamisches Wasserkraftmodell (Standardmodell HYGOVM und avrEXST1) inklusive Deflektor und Speichermodell (SOC-Management, $P(f)$ -Regelung mit Totband[7]). In diesem Szenario ist die Frequenzabweichung die Eingangsgröße für die Leistungsregelung des Speichers und sollte zu geringeren Frequenzabweichungen führen als im zweiten Szenario.

Der implementierte SOC-Manager berücksichtigt beim Laden bzw. Entladen des Speichers den limitierten Leistungsgradienten und kann die Leistung des Speichers mit einem entsprechend langsamem Gradienten ändern.

2.4 Speichertechnologien

In Tabelle 2 werden vielversprechende Speichertechnologien, die für den Anwendungsfall Frequenzregelung geeignet sind bzw. bereits in Feldtests verwendet werden quantitativ beschrieben. Aus den Ergebnissen der Simulationen, wird ermittelt, welche Kenngrößen ein Speicher haben müsste und welche beschriebenen Speichertechnologien für den betrachteten Anwendungsfall geeignet sind.

Tabelle 2 Mögliche Speichertechnologien[1], [8]–[10]

Technologie	Quantitative Beschreibung
Li-Ion Speicher	Lebensdauer hängt von der (Mikro-) Ladezyklen ab, geringe Selbstentladung, Energie typischerweise für 1 h – 4 h
Flow Batterien	Hohe Anzahl an Ladezyklen, Hoher Energieinhalt, Leistung/Energie entkoppelt, geringe Selbstentladung, überlastfähig
Super (Ultra) Caps	Hohe Anzahl an Ladezyklen, Energie für Sekunden bis Minuten, geringe Selbstentladung
Schwungradspeicher	Hohe Anzahl an Ladezyklen, Energie für einige Minuten, Selbstentladungsrate abhängig von der Auslegung, relativ hohe Lebensdauer

Kennzahlen, die für eine Entscheidung berücksichtigt werden müssen sind unter anderem:

- Reaktionszeit
- Minimale Nennleistung des Speichers P_{Nenn} : (MW)
- Geforderter minimaler Energieinhalt des Speichers E_{Min} : (MWh)
- Preis
- Lebensdauer
- Ladezyklen (insbesondere Mikro- Ladezyklen)
- Energiebezogen auf die Nennleistung (E-Rate): MWh/MW
- Wartungsintervalle
- Überlastfähigkeit

Darüber hinaus sind verschiedene Anwendungsfelder möglich, die sich aus bestimmten Kombinationen aus den angeführten Kennzahlen ergeben. Beispielsweise sind für eine Not-Versorgung des Industrienetzes durch den Speicher einerseits eine ausreichende Nennleistung (MW) notwendig als auch eine hohe E-Rate (MWh/MW), sowie ein entsprechendes Blindleistungsvermögen notwendig. Diese Anwendungsfelder werden in diesem Beitrag nicht näher betrachtet.

3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt sind die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen dargestellt. Zuerst werden die Ergebnisse für das Szenario „Ausgleich von Leistungssprüngen“ (Wasserkraftwerk als Bilanzknoten) und danach für die beiden Szenarien mit „Spannungs- und Frequenzregelung“ präsentiert. Abschließend werden die Dauerlinien der Frequenz- und Spannung für den Untersuchungszeitraum und die Szenarien diskutiert.

3.1 Ausgleich von Leistungssprüngen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Szenarios „Ausgleich von Leistungssprüngen“ präsentiert. In diesem Szenario wird die Spannung und Frequenz am Knoten der Pelton-Turbine als konstant angenommen („Bilanzknoten“). Der Regelungsalgorithmus des Speichers ist in diesem Fall definiert als die fehlende Wirkleistung bereitzustellen oder zu beziehen, die sich aufgrund des begrenzten Leistungsgradienten des Wasserkraftwerks ergibt um die Last zu versorgen. In Abbildung 3 ist der Leistungsaustausch mit dem Industriennetz dargestellt. Der Leistungsaustausch beschränkt sich hauptsächlich auf den Wertebereich zwischen $\pm 0,2$ MW. Zu insgesamt drei Zeitpunkten ist ein Leistungsbezug über 1 MW erforderlich, nämlich ca. +1,05 MW, -1,75 MW und -4,3 MW. Wie in 2.2 diskutiert wurde, kann die Bewerkstelligung großer Lastabwürfe prinzipiell auch mit dem Deflektor unterstützt werden und kann, sofern die Häufigkeit relativ gering ist, für die Auslegung der Nennleistung vernachlässigt werden.

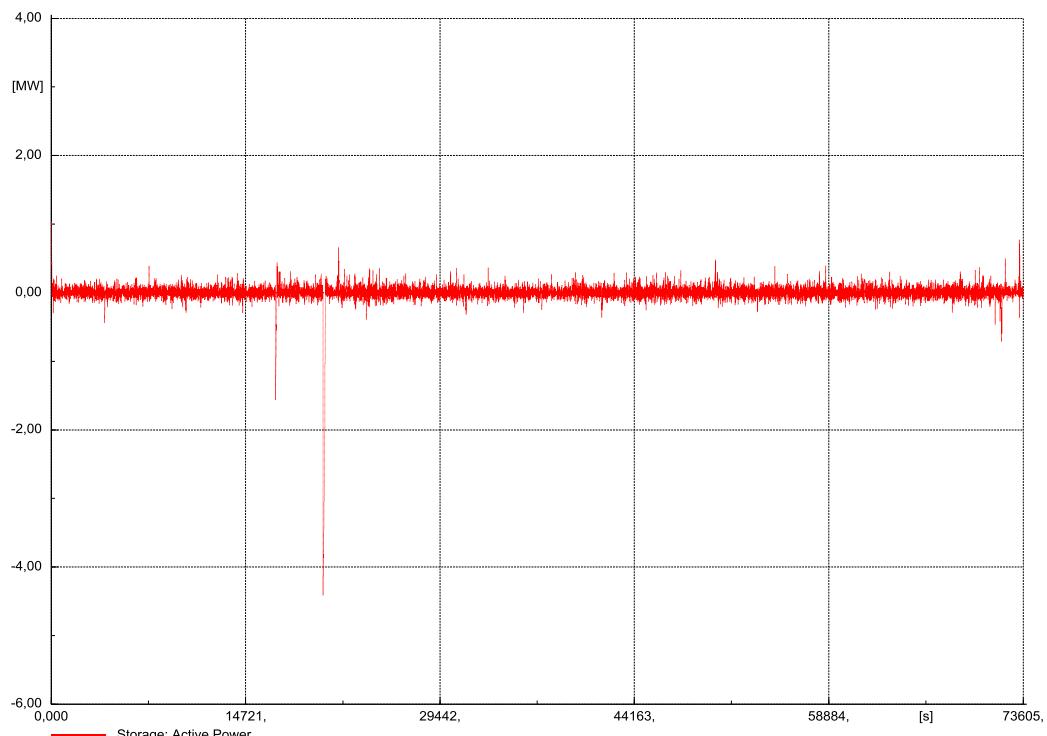


Abbildung 3: Leistungsaustausch des Speichers mit dem Inselnetz

In Abbildung 4 ist die Änderung des SOC (in MWs) über der Zeit dargestellt. Ohne ein Energiemanagementsystem beträgt die Differenz zwischen dem höchsten und niedrigsten Wert etwa 550 MWs. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, gibt es zu zwei Zeitpunkten eine signifikante Lastabschaltung, die in Abbildung 4 als Sprünge zu erkennen sind.

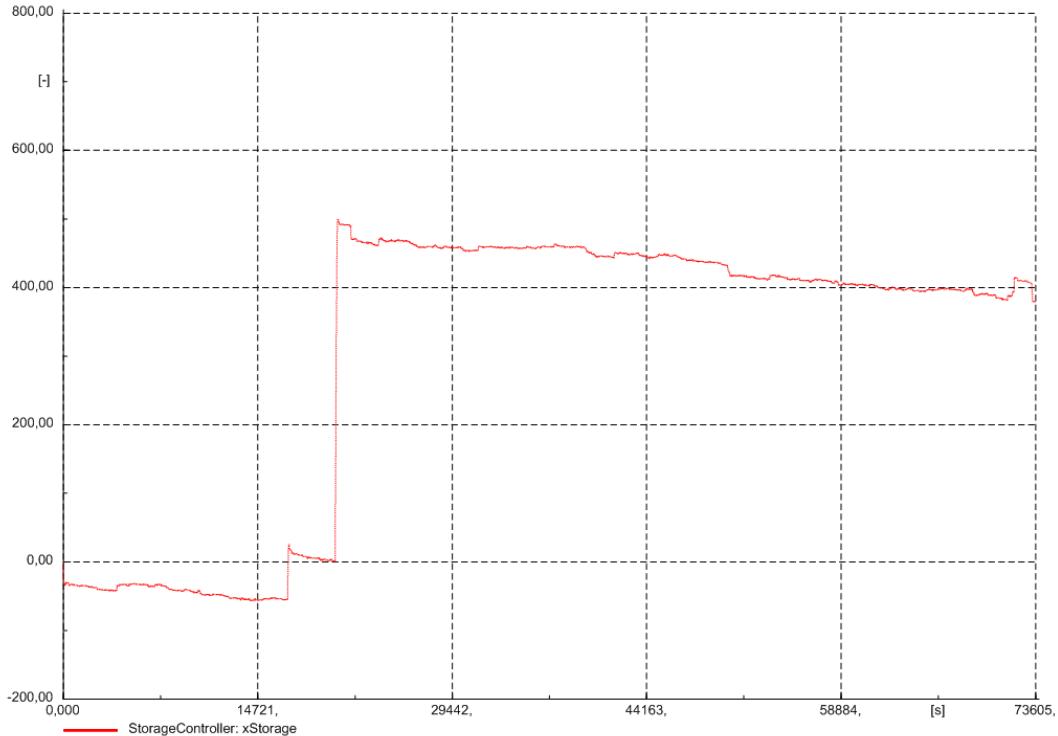


Abbildung 4: Änderung des Energieinhalts der Batterie (0=Anfangszustand)

3.2 Spannungsregelung und Ausgleich von Leistungssprüngen

In diesem Szenario wird ein detailliertes Wasserkraftwerksmodell verwendet. Der Speicher wird weiterhin so betrieben, dass hohe Leistungsgradienten des Lastprofils ausgeglichen werden. Außerdem wurde in diesem Szenario ein SOC-Management implementiert um den Ladezustand des Speichers zu optimieren. In Abbildung 5 ist der Leistungsaustausch des Speichers mit dem Inselnetz dargestellt, auf dem der Eingriff des SOC-Managers zweimal zu sehen ist. Die auftretenden Leistungsspitzen sind etwa 1 MW (Einspeisung) und -1,5 MW (Leistungsbezug). Aus Abbildung 6 ist ersichtlich, dass die ermittelte Energiemenge aus dem vorherigen Abschnitt relativ gut eingehalten werden kann. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass manche Speichertechnologien üblicherweise eine Reserve (z.B. $\pm 20\%$) abhängig von der Nennleistung benötigen um eine effiziente Speicherausnutzung zu gewährleisten und die erwartete Lebensdauer des Speichers zu erreichen.

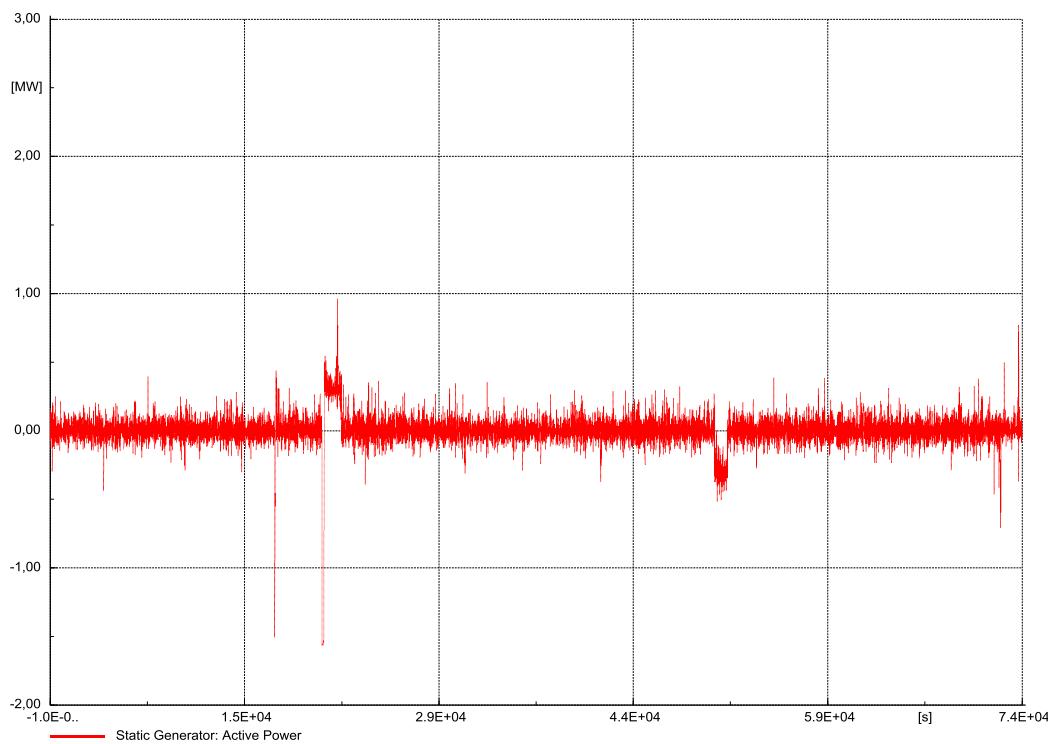


Abbildung 5 Leistungsaustausch des Speichers mit dem Inselnetz

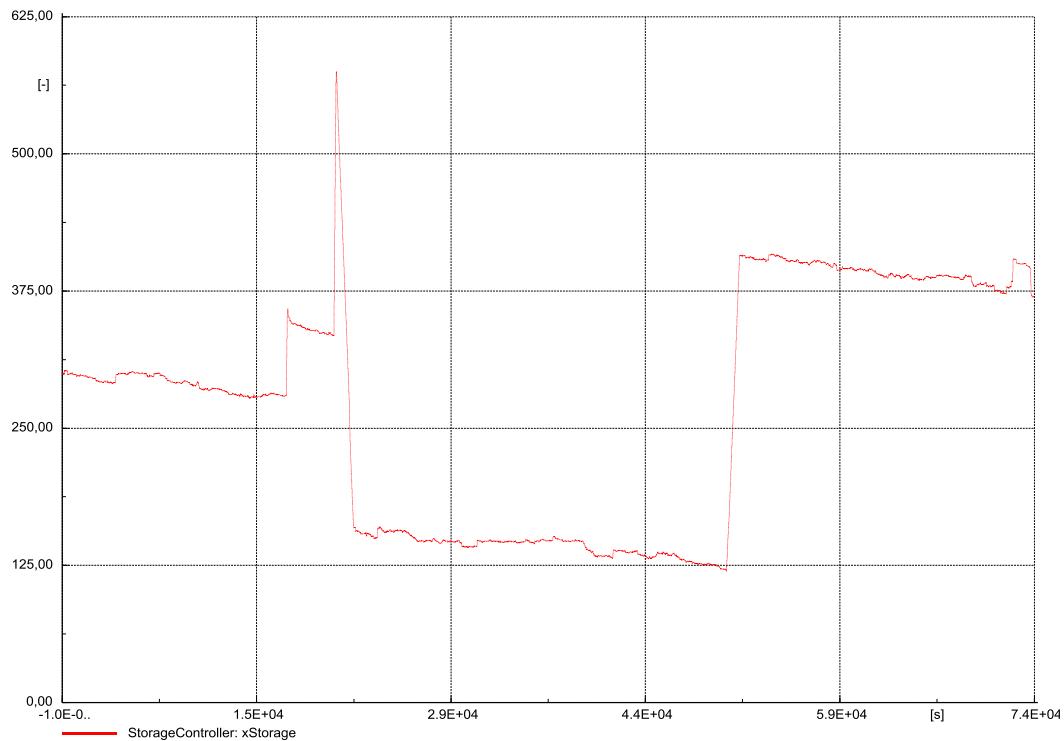


Abbildung 6: SOC-Management

3.3 Spannungs- und Frequenzregelung

In diesem Szenario wird ebenfalls ein detailliertes Wasserkraftwerksmodell verwendet. Die Regelgröße des Speichers ist in diesem Szenario die Frequenzabweichung von der Nennfrequenz. Es wurde ein optimierter SOC-Manager im Vergleich zu Abschnitt 3.2 verwendet. Dabei ist ersichtlich, dass die in den vorigen Abschnitten ermittelte Energiemenge auch in diesem Szenario ausreichend ist.

Der Spannungs- und Frequenzverlauf im Industriennetz wird in Abschnitt 3.4 für alle Szenarien gemeinsam verglichen.

Da in diesem Szenario die Regelgröße die Frequenz im Industriennetz ist, ergibt sich aufgrund der relativ häufigen Frequenzabweichung von der Nennfrequenz ein ständiger Einsatz des Speichers. In Abbildung 7 ist der Leistungsaustausch des Speichers über der Zeit dargestellt. Dabei wurde ein Totband von 0,2% definiert, um den Speicher zu schonen.

In Abbildung 8 ist der Verlauf des SOC dargestellt. Ausgehend von einem Ladezustand von 500MWs, sinkt der SOC auf ca. 200MWs und wird danach mit dem SOC-Management wieder angehoben. Aufgrund eines geringen Frequenzoffsets wird der Speicher häufiger umgeladen als in den vorhergehenden Szenarien. Dies könnte durch die Wahl eines größeren Totbands für die Frequenzregelung des Speichers bzw. Optimierung der Regelparameter des Wasserkraftwerks und Speichers reduziert werden.

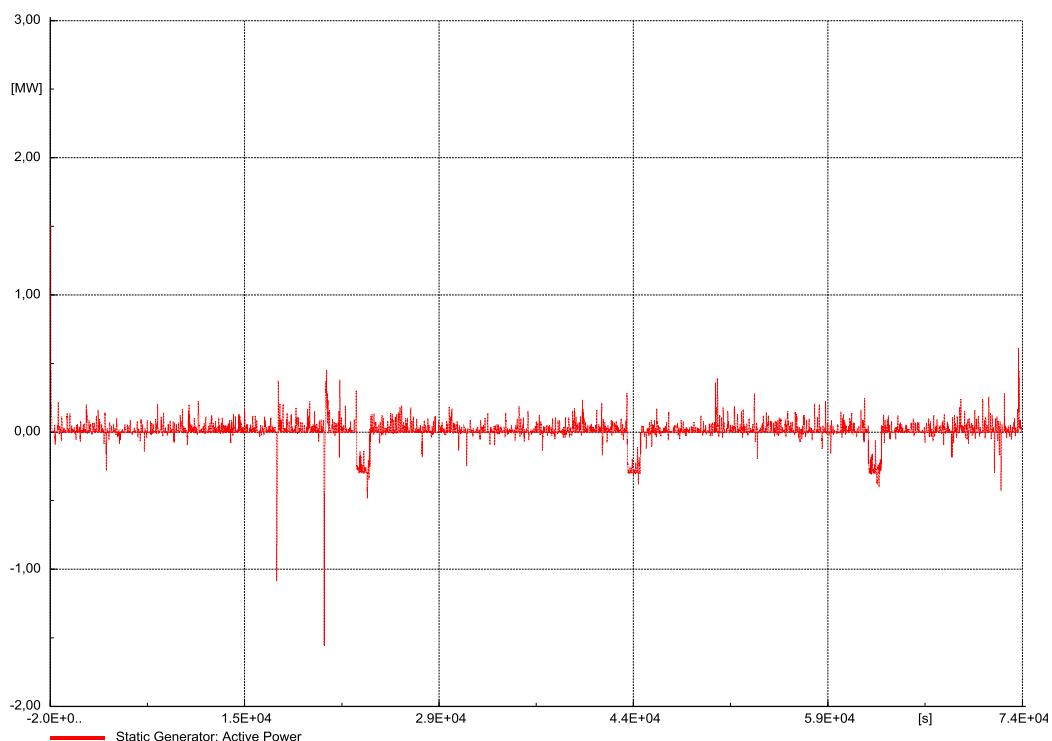


Abbildung 7: Leistungsaustausch des Speichers mit dem Inselnetz

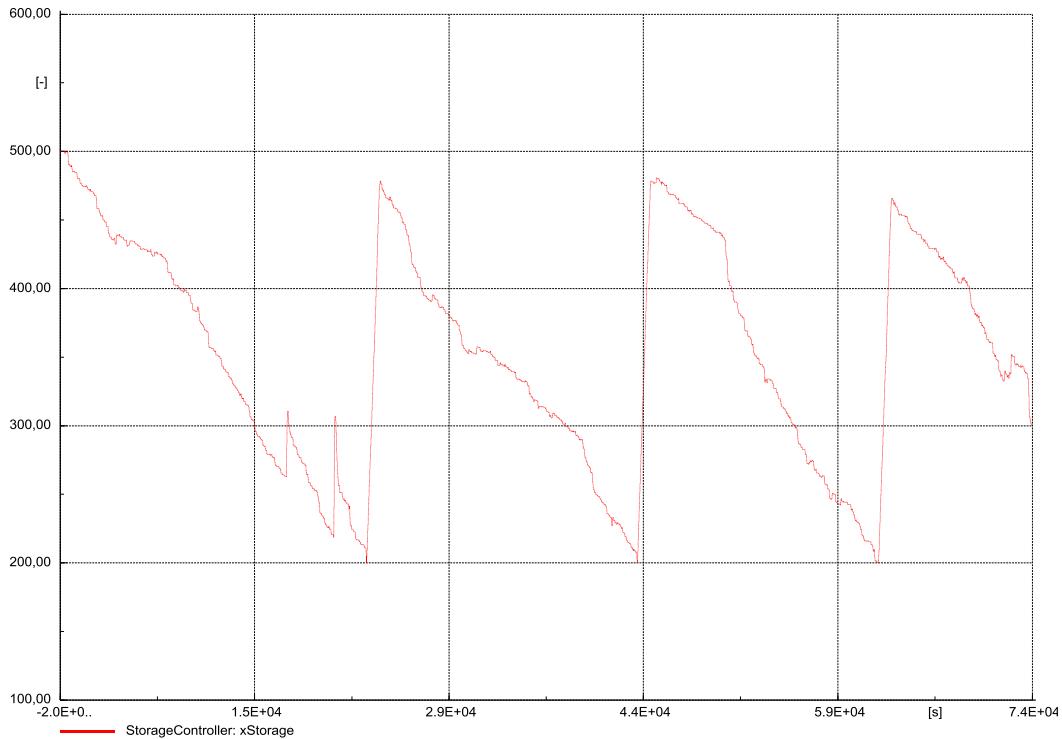


Abbildung 8: SOC-Management (Initial 500MWs)

3.4 Vergleich der Simulationen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse hinsichtlich der auftretenden Spannungen und Frequenzen der Simulationen diskutiert.

In Abbildung 9 sind die Dauerlinie der Spannung für die drei untersuchten Szenarien dargestellt. Dabei decken sich die Spannungen der U- und ΔP -Regelung sowie U- und f-Regelung relativ gut. Die höchsten und tiefsten Spannungen im Industriennetz stellen sich ebenfalls in diesen beiden Szenarien ein. Wird eine starre Spannung und Frequenz am Knoten des Wasserkraftwerks angenommen (Szenario ΔP -Regelung), sind die Abweichungen von der Nennspannung um bis zu 0,01 p.u. (höchste Spannung) niedriger.

In Abbildung 10 ist die Dauerlinie der Frequenz für die Szenarien U- und ΔP -Regelung sowie U- und f-Regelung dargestellt. Im Mittel liegt die Frequenz unterhalb der Nennfrequenz, weshalb im Szenario U- und f-Regelung die Verwendung eines Totbandes sinnvoll ist bzw. das Regelparameter des Wasserkraftwerks für den Inselnetzbetrieb optimiert werden könnte. Die höchsten Frequenzabweichungen treten im Szenario U- und ΔP -Regelung auf. Es treten in beiden Szenarien eine Frequenzabweichung über knapp 3 % auf, dies führt jedoch noch nicht zum Einsatz des Deflektors. Diese Überfrequenz stellt sich aufgrund des großen Lastabfalls (Abbildung 2) ein und wird im regulären Dauerbetrieb des Inselnetzes vermutlich nicht auftreten bzw. könnte mit dem Deflektor begrenzt werden. Die Frequenzgrenzen, die in der Schutztechnik eingestellt sind, werden ebenfalls nicht verletzt.

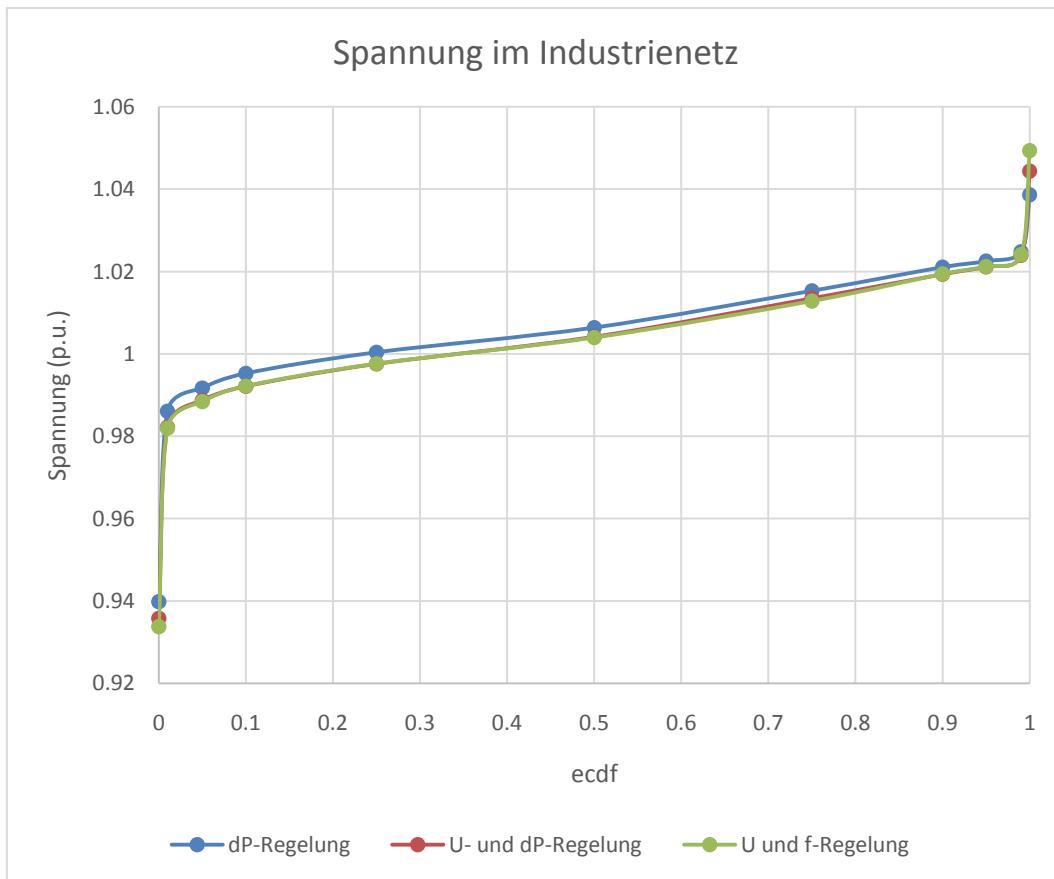


Abbildung 9 Dauerlinie der Spannung im Industriennetz

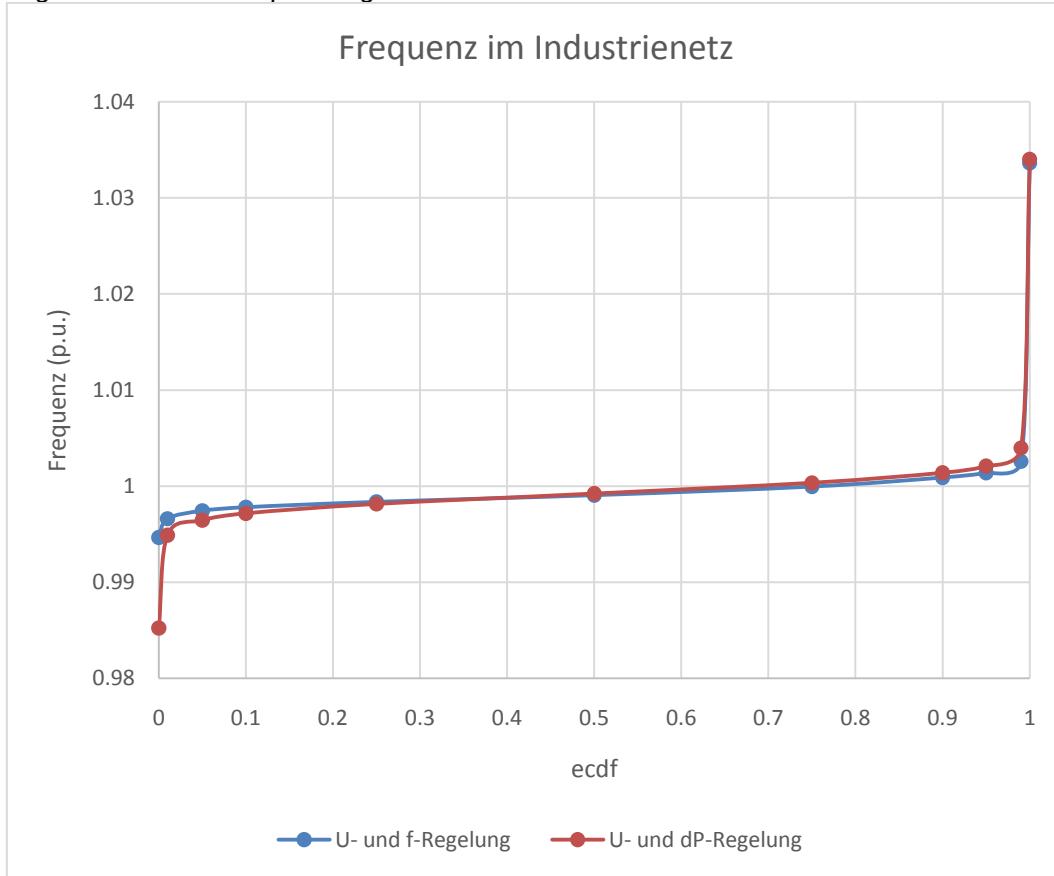


Abbildung 10 Dauerlinie der Frequenz im Industriennetz

Zusammengefasst, können folgende Kenngrößen festgelegt werden:

- P_{Min} : < 1,5 MW (Bei einer Nennleistung von 1 MW tritt bei der Lastabschaltung von etwa 4,5 MW eine hohe Überfrequenz auf und führt zum Einsatz des Deflektors)
- E_{Min} : $\geq 0,28\text{MWh}$ (ohne Lastproloptimierung)
- E-Rate: 0,187-0,28MWh/MW
- Ladezyklen: Mehrere Ladezyklen pro Tag (exklusive Mikrozyklen)

4 Diskussion und Ausblick

Die untersuchten Regelungsstrategien haben gezeigt, dass eine erste Abschätzung des Leistungs- und Energiebedarfs mit der Annahme einer konstanten Spannung und Frequenz am Kraftwerksknoten relativ gut möglich ist. Dabei übernimmt der Speicher die rechnerischen Leistungsspitzen, die von der Pelton-Turbine aufgrund hydraulischer Grenzen (Druckschwankungen) nicht kurzfristig bereitgestellt werden können. Eine realistische Abschätzung der zu erwarteten Ladezyklen lässt sich mit diesen Simulationsannahmen jedoch nicht ableiten.

Die ermittelte Leistung des Batteriespeichers ist wesentlich größer als die Nennleistung des größten Verbrauchers im Microgrid. Die Gleichzeitigkeit von Verbrauchern bzw. -gruppen ist bei der Auslegung des Batteriespeichers daher ebenfalls von Bedeutung. Im günstigsten Fall kann die Leistung des Batteriespeichers auf etwa die Nennleistung des größten Verbrauchers reduziert werden. Dies erfordert jedoch, dass Schalthandlungen/Industrieprozesse optimal koordiniert werden können (z.B. Kommunikationstechnik/Leitsystem). Dies erfordert jedoch, dass die Industrieprozesse bis zu einem gewissen Grad auch unabhängig voneinander sind. Ungeplante, größere Lastabwürfe die über das optimierte Leistungsvermögen des Batteriespeichers hinausgehen, können im Notfall mit dem Deflektor abgefangen werden. Somit kann die Leistungsanforderung an den Batteriespeicher reduziert und damit Investitionskosten vermieden werden. Während des Einsatzes des Deflektors sinkt jedoch der Wirkungsgrad des Wasserkraftwerks und sollte daher nur selten eingesetzt werden.

Die ermittelte Energiemenge für den Anwendungsfall Frequenzregelung die im Batteriespeicher vorgehalten werden müsste ist sehr gering. Das bedeutet, dass das Verhältnis Energiespeichervermögen zu Nennleistung (MWh/MW) sehr niedrig ist. Für den Einsatz im Inselnetz zur Frequenzregelung, könnten prinzipiell alle erwähnten Speichertechnologien eingesetzt werden. Wobei sich technologiebedingt höhere Werte in MWh/MW ergeben können und konsequenterweise eine Überdimensionierung anzeigen. Beispielsweise sind auf dem Markt verfügbare Li-Ion-Speicher üblicherweise so ausgelegt, dass wesentlich mehr MWh/MW zur Verfügung stehen, als alleine für den Anwendungsfall „Frequenzregelung“ erforderlich sind. Jedoch könnten die erforderliche Reaktionszeit und Leistungsgradienten kritisch sein. Andererseits könnte die ermittelte Energiemenge jedoch für Schwungradspeicher ohne Optimierungsmaßnahmen im Lastgang eventuell zu hoch sein. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass Schwungradspeicher, Redox-Flow Batterien

und Supercaps die technischen erforderlichen KPIs erreichen können. Im nächsten Schritt ist eine wirtschaftliche Bewertung von konkreten und getesteten Produkten am Markt.

Mit der Festlegung auf eine bestimmte Speicherlösung, können zusätzliche Einsatzmöglichkeiten des Speichers erschwert bzw. erhalten bleiben. Die für eine Entscheidung berücksichtigt werden müssen (z.B. Schwarzstartfähigkeit, mehrstündiger Notbetrieb). In der derzeit geplanten Konfiguration ist jedenfalls eine Adaptierung der Schutztechnik nicht erforderlich.

Falls während der Lebensdauer geplante Modernisierungsmaßnahmen, Ausbaumaßnahmen bzw. Umrüstung von dieselbetriebenen Maschinen und Fahrzeuge auf elektrisch betriebene Modelle geben sollte, müsste dies ebenfalls bei der Auswahl der Speichertechnologie berücksichtigt werden und würde sowohl die Nennleistung als auch die benötigte minimale Energiemenge (MWh) und die E-Rate (MWh/MW) beeinflussen.

Da alle betrachteten Speichertechnologien über Wechselrichter an das Inselnetz angeschlossen werden, besteht außerdem die Möglichkeit den Blindleistungsbedarf lokal zu decken (abhängig vom PQ-Diagramm des Wechselrichters) und damit die Netzverluste zu reduzieren. Dabei entstehen jedoch zusätzliche Verluste im Wechselrichter, die in der Gesamtbetrachtung der Netzverluste gegengerechnet werden müssten.

Literatur

- [1] K. Yano, S. Hayashi, T. Kumamoto, T. Shibata, K. Yamanishi, and K. Fujikawa, ‘Development and Demonstration of Redox Flow Battery System’, *SEI Technical Review - Number 84*, p. 7, 2017.
- [2] R. Benato, G. Bruno, F. Palone, R. M. Polito, and M. Rebolini, ‘Large-Scale Electrochemical Energy Storage in High Voltage Grids: Overview of the Italian Experience’, *Energies*, vol. 10, no. 1, p. 108, Jan. 2017.
- [3] M. E. Amiryar and K. R. Pullen, ‘A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications’, *Applied Sciences*, vol. 7, no. 3, p. 286, Mar. 2017.
- [4] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, ‘Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 402–411, Jul. 2018.
- [5] A. Malhotra, B. Battke, M. Beuse, A. Stephan, and T. Schmidt, ‘Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 705–721, Apr. 2016.
- [6] J. Hell, W. Michler, W. Hofbauer, and S. Kadam, ‘An industrial microgrid powered by a Pelton unit’, in *20. Internationales Seminar Wasserkraftanlagen //20th International Seminar on Hydropower Plants*, Wien, 2018, pp. 225–236.
- [7] K. Stein, M. Tun, M. Matsuura, and R. Rocheleau, ‘Characterization of a Fast Battery Energy Storage System for Primary Frequency Response’, *Energies*, vol. 11, no. 12, p. 3358, Dec. 2018.
- [8] J. Moore, B. Shabani, J. Moore, and B. Shabani, ‘A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies’, *Energies*, vol. 9, no. 9, p. 674, Aug. 2016.
- [9] A. A. Akhil *et al.*, ‘DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA’, SAND2015-1002, 1170618, Feb. 2015.
- [10] B. Zakeri and S. Syri, ‘Electrical energy storage systems A comparative life cycle cost analysis (2015)’, Aug. 2015.
- [11] K. Stein, M. Tun, K. Musser, and R. Rocheleau, ‘Evaluation of a 1 MW, 250 kW-hr Battery Energy Storage System for Grid Services for the Island of Hawaii’, *Energies*, vol. 11, no. 12, p. 3367, Dec. 2018.