

Bereitstellung von Primärregelreserve mit einem Hybridsystem bestehend aus einem Batteriespeicher und einem Laufkraftwerk

Serdar KADAM¹, Thomas EIPER², Wolfgang HOFBAUER¹, Johann Hell¹

¹ ANDRITZ Hydro GmbH, Eibesbrunnengasse 20, 1120 Wien

² ANDRITZ Hydro GmbH, Lunzerstraße 78, 4301 Linz serdar.kadam@andritz.com

Kurzfassung: In diesem Beitrag wird untersucht, wie Primärregelreserve mit einem Hybridsystem bestehend aus einem Laufkraftwerk und einem Batteriespeicher bereitgestellt werden kann. Durch die gemeinsame Bereitstellung von 1 MW Primärregelreserve, können die Anzahl der Stellbewegungen für Lauf- und Leitschaukeln und damit auch der mechanische Verschleiß der Maschine erheblich reduziert werden. Dazu werden zwei verschiedene Batteriespeicherkonfigurationen (1C und 2C) definiert und miteinander verglichen.

Keywords: Hybridsystem, Frequency containment reserve, Wasserkraft, Batteriespeicher

1 Einleitung

Die Primärregelreserve (FCR - Frequency Containment Reserve) ist im kontinentaleuropäischen elektrischen Verbundnetz die Reservemaßnahme, die bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb von Sekunden reagiert. Derzeit beträgt die in der Regelzone APG permanent vorzuhaltende Primärregelreserve ± 68 MW ([1]). Die Bereitstellung dieser Reserveart mit Batteriespeichern sowie mögliche Freiheitsgrade wurden bereits untersucht bzw. diskutiert ([2], [3], [4]). Die optimale Batteriegröße und die Auswirkungen des Betriebes auf die Lebensdauer von Batteriespeichern, mit denen FCR bereitgestellt wird, sind entscheidende Kriterien für die Wirtschaftlichkeit ([5], [6]). Die Anforderungen die in der Regelzone APG erfüllt werden müssen, sind in [7] beschrieben. In [8] wurden die technischen und ökonomischen Vorteile einer Hybridanlage, bestehend aus einem Batteriespeicher und einer Power-To-Heat Anlage, gegenüber einem eigenständig agierenden Batteriespeicher diskutiert.

Eine Hybridanwendung mit einem Batteriespeicher und einem Pumpspeicherkraftwerk wurde z.B. in [9] vorgestellt. Der Vorteil von Hybridsystemen ist, dass Vorteile von zwei Technologien kombiniert werden können (z.B.: PV/Wind/Wasserkraftwerk mit Batteriespeichern). Damit wird die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage bestimmte Netzdienstleistungen anbieten zu können entsprechend erweitert (z.B. schnellere Reaktionszeit). Andererseits kann die Kombination auch neue Anwendungsfälle (z.B. Schwarzstartfähigkeit, Inselnetzbetrieb) ermöglichen bzw. erleichtern. Um die Auswirkungen der zusätzlichen Stellbewegungen die sich aus der FCR-Bereitstellung ergeben zu untersuchen, wurden bereits zwei unterschiedliche Szenarien analysiert ([10]). Basierend auf den Ergebnissen werden in diesem Beitrag zwei neue Szenarien definiert und untersucht, wie sich die Bereitstellung der FCR im Betrieb auf die Sollwertvorgaben des Turbinenreglers und des Batteriespeichers auswirken. Im Referenzszenario stellt das betrachtete Laufkraftwerk FCR eigenständig, d.h. ohne die Unterstützung eines Batteriespeichers bereit.

2 Methodik

In diesem Abschnitt wird der Simulationsaufbau, die definierten Batteriespeicher-Konfigurationen und die untersuchten Szenarien beschrieben.

2.1 Simulationsaufbau

Gemäß Abbildung 1 besteht der Simulationsaufbau aus einer konventionellen 10 MVA Turbine-Generator Einheit (TG-Einheit, links) und einem Hybrid-Konzept (rechts). Beide Systeme stellen unabhängig voneinander 1 MW FCR bereit und sind an eine gemeinsame Spannungsquelle (10 kV) angeschlossen, an der ein Frequenzverlauf vorgegeben werden kann. Die Spannung wird während der Versuche auf 1 p.u. gesetzt. Im blauen Rechteck ist das Hybrid-Konzept eingezeichnet. Zusätzlich zur TG-Einheit befindet sich hier ein Batteriespeicher der über einen Transformator (10kV/0.4kV) an eine gemeinsame Sammelschiene angeschlossen ist.

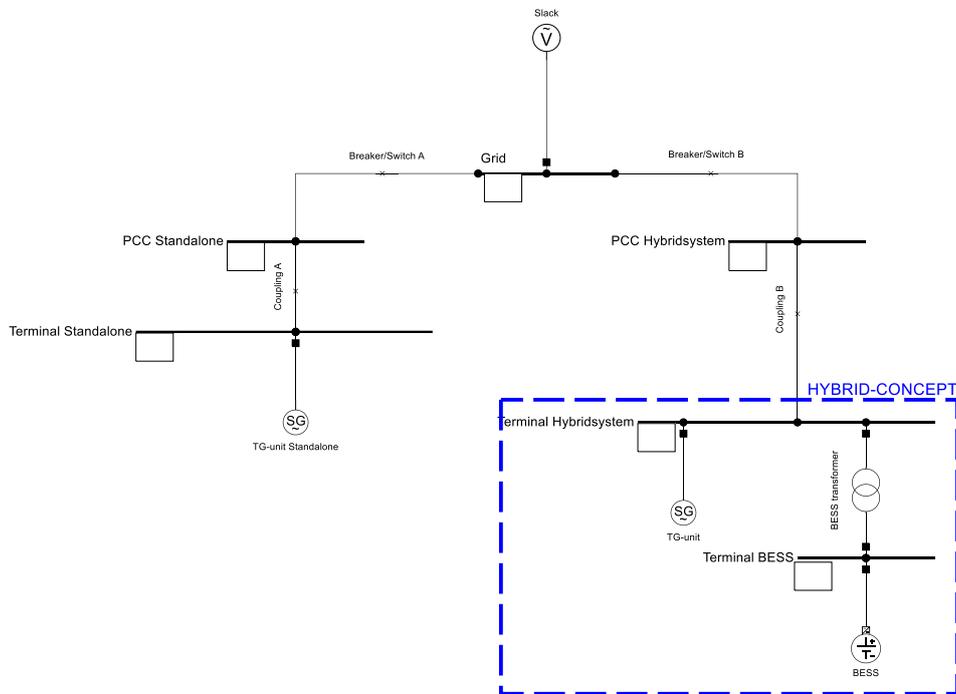


Abbildung 1 Übersicht Simulationsaufbau, Links: Referenz (Bereitstellung nur mit der TG-Einheit) – Rechts: Hybridkonzept

2.2 Batteriespeicher-Konfigurationen

In dieser Arbeit wurden die Regelparameter der Simulation, basierend auf den Ergebnissen in [10], verfeinert und für neu gewählte Batteriespeicher-Konfigurationen mit 1C und 2C untersucht. Die Batteriespeicher-Konfigurationen sind in Tabelle 1 zusammengefasst (1 MW/1 MWh bzw. 1 MW/0.5 MWh).

Tabelle 1 Definierte Batteriespeicher-Konfigurationen

Szenario	Nennleistung des Batteriespeichers	Energieinhalt des Batteriespeichers	C-Rate
(-)	(MW)	(MWs)	(-)
A	1 MW	3600 MWs	1
B	1 MW	1800 MWs	2

2.3 Ladezustands-Management

In Tabelle 2 sind die relevanten Parameter des State-Of-Charge-Managements (SOC) des Batteriespeichers aufgelistet. Für beide Varianten wurde eine Lade/Entladeleistung von ± 0.25 MW angenommen und die SOC-Grenzen, bei der ein Lade- bzw. Entladevorgang gestartet wird, auf 20 % bzw. 80 % des Speichervermögens des Batteriespeichers parametrisiert. Am Beginn der Simulation wird ein anfänglicher SOC von 50 % vorgegeben.

Erreicht der SOC des Batteriespeichers eine der beiden Grenzen, so wird ein Lade- bzw. Entladevorgang gestartet. Dabei wird der Sollwert des Turbinenreglers um ± 0.25 MW für die Dauer von 30 Minuten (1800s) verschoben. Somit wird eine Energiemenge von 450 MWs nachgeladen bzw. entladen. In der 2C-Konfiguration wird die Lade/Entladedauer genauso lang angenommen wie in der 1C-Konfiguration um eine Hysterese an den SOC-Grenzen zu vermeiden. Sollte sich die Frequenz in die entgegengesetzte Richtung entwickeln (z.B. Ladebefehl bei Unterfrequenz und zwischenzeitlich auftretende Überfrequenz), so wird der Ladevorgang vorzeitig abgebrochen.

Tabelle 2 Einstellungen des SOC-Managements

Szenario	Lade bzw. Entladeleistung	Untere SOC-Grenze	Obere SOC-Grenze	Anfangs SOC	Dauer des Lade/Entladevorgangs	Energiemenge des Lade/Entladevorgangs
(-)	(MW)	(MWs / %)	(MWs / %)	(MWs / %)	(s)	(MWs)
A	± 0.25	900 / 20	3600 / 80	2250 / 50	1800	± 450
B	± 0.25	432 / 20	1728 / 80	1080 / 50	1800	± 450

2.4 FCR-Anforderung und -Erfüllung

In Abbildung 2 ist die Kennlinie für die Berechnung des Leistungssollwerts resultierend aus der Netzfrequenz dargestellt. Folgende Bereiche können unterteilt werden:

- Im Unempfindlichkeitsbereich von ± 10 mHz ist keine Reaktion erforderlich (grauer Bereich).
- Bei einer Unterfrequenz im Bereich von 10 mHz bis 200 Hz ist die Leistung linear zu erhöhen, wobei bei Verlassen des Unempfindlichkeitsbereichs der Sollwert „-5 %“ der vereinbarten FCR beträgt. Im Bereich von 50.01 bis 50.2 Hz gelten analoge Anforderungen, wobei die Leistung respektive zu reduzieren ist.
- Bei einer Abweichung von ± 200 mHz (oder höher) muss die gesamte vereinbarte bzw. angebotene FCR bereitgestellt werden. Zusätzlich gilt, dass bei einer Vollaktivierung (z.B. +200 mHz) nach 15 Sekunden bereits mindestens 0,5 MW reduziert werden müssen, wobei der Verlauf nicht vorgegeben ist. Von 15 Sekunden auf 30 Sekunden ist zumindest ein lineares Verhalten gefordert ([7]).

Die Aufteilung der Arbeitsbereiche für die TG-Einheit und den Batteriespeicher sind in Abbildung 2 farblich eingefärbt und in Tabelle 3 beschrieben. Der Batteriespeicher kann, abgesehen von Verlusten, aufgrund der gewählten Nennleistung von 1 MW, theoretisch den gesamten eingefärbten Bereich abdecken. Im grau eingefärbten Unempfindlichkeitsbereich (Δf innerhalb von ± 10 mHz), ist keine Reaktion erforderlich.

Der nächste Bereich (grün) bis ± 50 mHz erfordert eine maximale Leistung von ± 0.25 MW. Dieser Bereich (hellgrün) kann dauerhaft mit dem Batteriespeicher abgedeckt werden, während die TG-Einheit nur für das SOC-Management verwendet wird. Da aufgrund der definierten Ladeleistung von ± 0.25 MW der SOC kontinuierlich nachgeregelt werden kann.

Im hellblauen Bereich kann der SOC des Batteriespeichers mit einem Beitrag der TG-Einheit von ± 0.25 MW nicht mehr gehalten werden. In diesem Bereich ist abhängig vom SOC und Δf ein größerer Beitrag der TG-Einheit erforderlich. Beträgt die Frequenz beispielsweise 49.801 Hz, so liefert der Batteriespeicher 0.995 MW. Sinkt der SOC unter 20 %, wird die Leistung der TG-Einheit um 0.25 MW erhöht. Der Leistungssollwert des Batteriespeichers wird folglich auf 0.745 MW reduziert. Da noch eine ausreichende SOC-Reserve (auf 10 %) vorhanden ist, kann das Hybridsystem in diesem Zustand einige Minuten weiterbetrieben. Eine größere Änderung des Arbeitspunktes der TG-Einheit ist daher nicht augenblicklich, aber erforderlich. Dabei wird versucht einen möglichst konstanten Beitrag über mehrere Minuten für die TG-Einheit zu wählen (z.B. 0.9 MW).

Im dunkelblauen Bereich (Vollaktivierung) stellt die TG-Einheit die erforderliche Leistung bereit. Aufgrund des schnelleren Reaktionsvermögens des Batteriespeichers, wird der Endwert jedoch schon innerhalb weniger Sekunden erreicht.

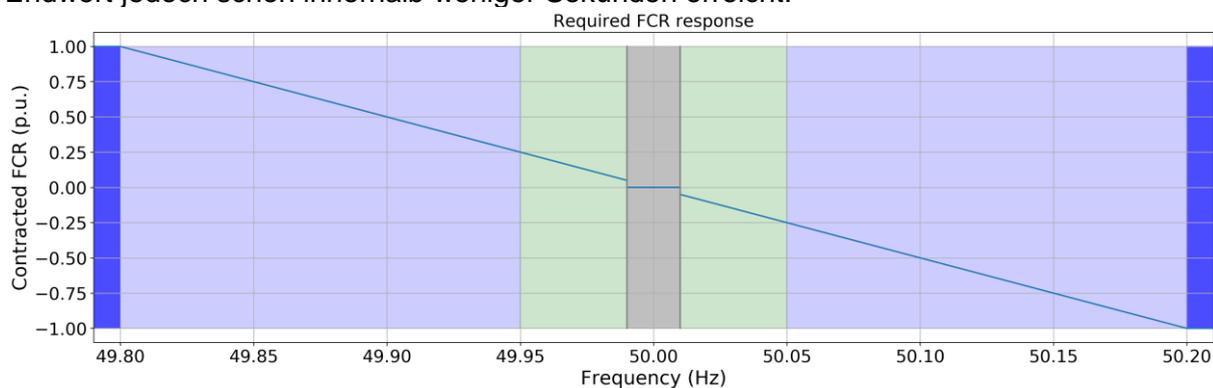


Abbildung 2 FCR-Kennlinie

Tabelle 3 Betriebsmodi des Hybridsystems

Frequenzabweichung	Sollwert Batteriespeicher	TG-Einheit,	State-Of-Charge
Δf im Unempfindlichkeitsbereich von ± 10 mHz	TG-Einheit wird im Betriebsmodus Durchflussregelung betrieben (Wasserdargebot) Batteriespeicher ist abrufbereit		SOC konstant bzw. begonnener Lade/Entladevorgang wird fortgeführt
Δf außerhalb des Unempfindlichkeitsbereichs, jedoch niedriger als ± 50 mHz	TG-Einheit wird im Betriebsmodus Durchflussregelung betrieben (Wasserdargebot) und nur für das SOC-Management verlassen Batteriespeicher stellt FCR bereit		SOC des Batteriespeichers kann im definierten Bereich kontinuierlich gehalten werden.
Δf innerhalb von $+50$ mHz bis $+200$ mHz bzw. -50 mHz bis -150 mHz	TG-Einheit liefert einen Beitrag zur FCR bereit (Abhängig von Δf und SOC), weiterhin SOC-Management Batteriespeicher stellt den fluktuierenden, sich rasch ändernden FCR-Anteil bereit		SOC kann mit dem Beitrag der TG-Einheit innerhalb der definierten Grenzen gehalten werden
Δf außerhalb des Bereiches ± 200 mHz (oder Vollaktivierung)	TG-Einheit stellt volle FCR bereit Batteriespeicher bleibt abrufbereit		SOC ändert sich nur geringfügig
SOC überschreitet bzw. unterschreitet kritische SOC-Grenzen oder Ausfall Batteriespeichers	TG-Einheit liefert FCR -		Behebung der Störung des Batteriespeichers

2.5 Untersuchte Szenarien

Folgende Versuche wurden durchgeführt, wobei die ersten beiden Versuche nur für Szenario B durchgeführt werden:

Vollaktivierung (50.2 Hz): Bei einer Vollaktivierung auf 50.2 Hz muss das Hybridsystem in der Lage sein, die Wirkleistung innerhalb von 30 Sekunden um 1 MW zu reduzieren.

Doppelhöckertest: Beim Doppelhöckertest werden zwei entgegengesetzte Vollaktivierungen für eine Dauer von 30 Minuten simuliert, um das Verhalten des Systems bei Über- und Unterfrequenz zu testen. Zwischen den entgegengesetzten Vollaktivierungen gibt es eine Erholungszeit von 30 Minuten, in der wieder Nennfrequenz vorliegt.

Zwei exemplarische Tage: Bei diesem Simulationslauf werden Frequenzmessungen, die über 2 Tage im Mai 2019 aufgenommen wurden, verwendet um das Verhalten des Hybridsystems praxisnah zu untersuchen.

3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulationen der oben beschriebenen untersuchten Szenarien präsentiert. Zuerst werden die Ergebnisse für die Vollaktivierung gezeigt, gefolgt von den Ergebnissen des Doppelhöckertests. Im dritten Teil werden die Ergebnisse für zwei exemplarisch simulierte Tage diskutiert.

3.1 Vollaktivierung

Im Falle der Vollaktivierung erfolgt nach ca. 1.2 Sekunde ein Frequenzsprung auf 50.2 Hz (Vollaktivierung). Folglich ist eine Reduktion der eingespeisten Wirkleistung um 1 MW nötig (von 6 MW auf 5 MW). In Abbildung 3 ist der Verlauf der Frequenz, der Wirkleistung der Turbinen-Generatoreinheit (TG-unit), des Hybridsystems (in blau) sowie des Batteriespeichers (Battery Energy Storage System – BESS) abgebildet. 4 Sekunden nach Beginn des Störfalls reagiert die Turbine und reduziert die Leistung auf 5 MW. Nach 15 Sekunden beträgt die Reduktion bereits mehr als 0.8 MW und der Endwert wird nach ca. 25 Sekunden erreicht. Somit kann die Turbine-Generatoreinheit die Anforderungen auch selbstständig erfüllen. Der Batteriespeicher liefert bereits nach ca. 1 Sekunde den erforderlichen Sollwert von -1 MW. Das Hybridsystem ist damit wesentlich schneller als gefordert. Im weiteren Verlauf wird der FCR-Beitrag des Batteriespeichers in dem Ausmaß reduziert, wie sich die TG-Einheit dem Sollwert annähert.

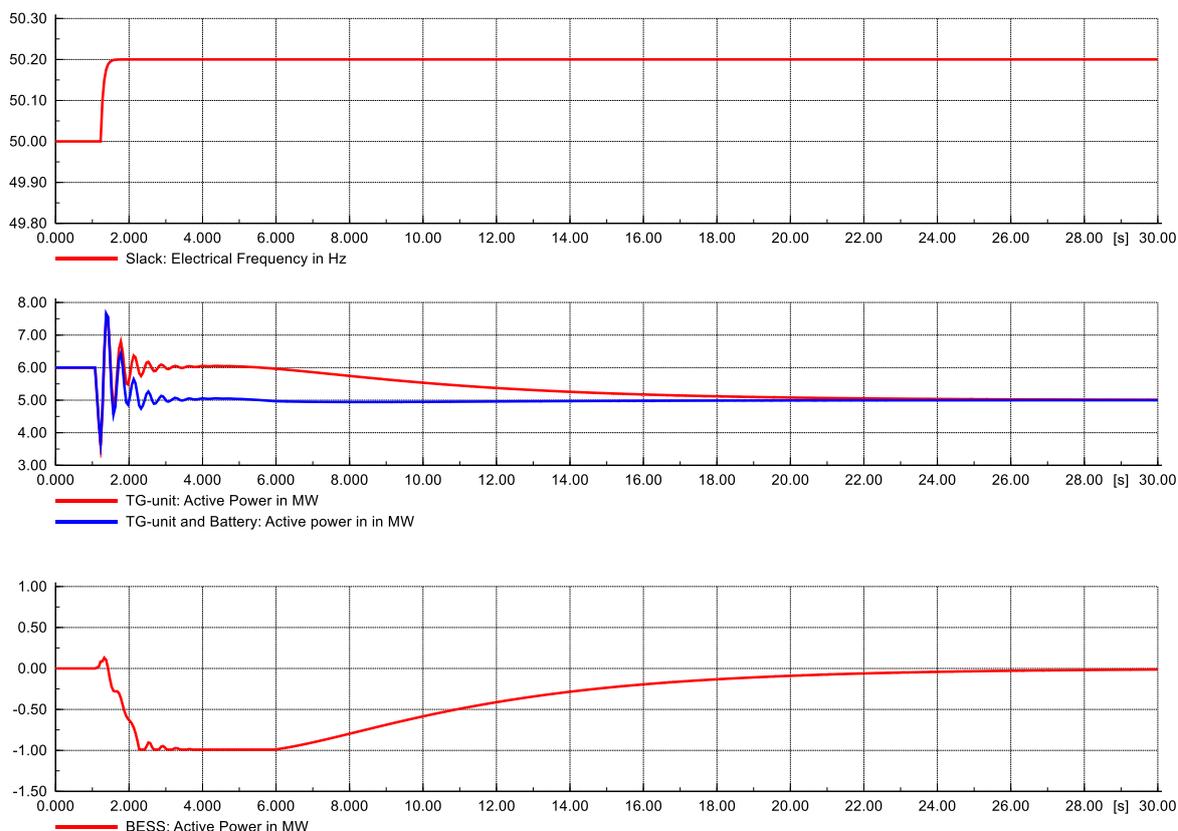


Abbildung 3 Verhalten bei Vollaktivierung

3.2 Doppelhöckerversuch

Der vorgegebene Frequenzverlauf des ersten Doppelhöckers für Szenario B ist in Abbildung 4 im obersten Diagramm zu sehen. Für eine Dauer von 30 Minuten liegt eine Frequenz von 49.8 Hz vor. Dies erfordert eine Erhöhung der Leistung um 1 MW (von 6 MW auf 7 MW). Nach 30 Minuten geht die Frequenz auf Nennfrequenz zurück. Im weiteren Verlauf wird nach einer Stunde eine Überfrequenz von 50.2 Hz simuliert, die eine Reduktion um 1 MW zur Folge hat (von 6 MW auf 5 MW). Im zweiten Verlauf von oben ist die Wirkleistung der TG-Einheit dargestellt. Bei Vollaktivierung wird der Sollwert des Turbinenreglers zuerst um 1 MW erhöht und bei Überfrequenz gesenkt. Somit wird der Batteriespeicher nur für jene Dauer benötigt, bis die Turbinen-Generatoreinheit den Sollwert erreicht. Da es sich hierbei nur um weniger als 30 Sekunden handelt, ändert sich der SOC des Batteriespeichers nur unwesentlich (dritter Verlauf von oben). Im untersten Diagramm ist der Verlauf der Wirkleistung des Batteriespeichers zu sehen. Daraus wird ersichtlich, dass der Batteriespeicher nur zu jeder halben Stunde kurzzeitig aktiviert wird.

Hybridsysteme sind somit prinzipiell in der Lage mehrere Doppelhöcker zu durchfahren, wobei sich Einschränkungen die sich aufgrund der jeweiligen Hydrologie (z.B. Schwall und Sunk) ergeben können, zu berücksichtigen sind.

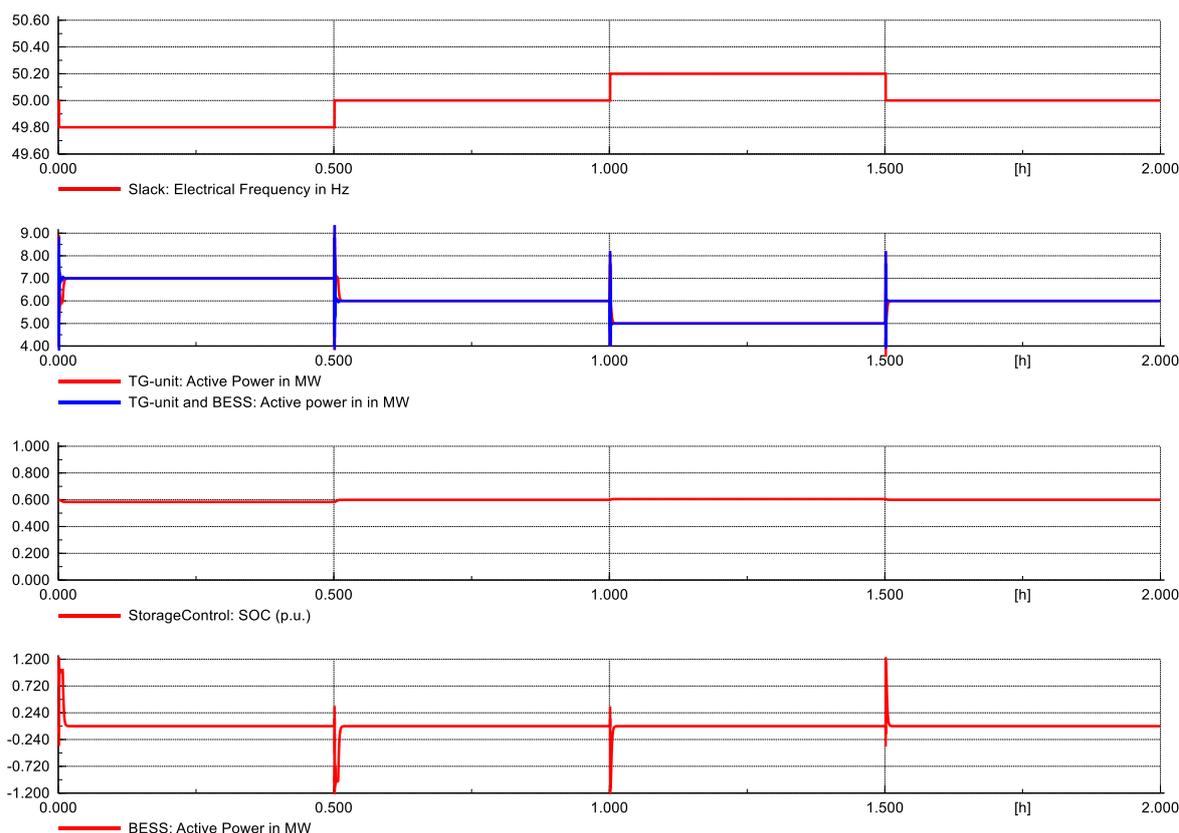


Abbildung 4 Ergebnisse des Doppelhöckerversuchs (Szenario B)

3.3 Ergebnisse für einen realen Frequenzverlauf

Schnelle, entgegengesetzte Sollwertänderungen wirken sich nachteilig auf die Lebensdauer von Lauf- und Leitschaufeln aus. Erhöhter mechanischer Verschleiß, kürzere Wartungsintervalle und damit erhöhte Betriebskosten sind die Folge. Mit einem Hybridsystem können die Sollwertänderungen für den Turbinenregler in der Häufigkeit und hinsichtlich maximalen Amplituden deutlich reduziert werden.

In Abbildung 5 ist die empirische Verteilungsfunktion der Sollwerte (Empirical Cumulated Distribution Function – ecdf) für den Turbinenregler für die untersuchten Fälle dargestellt. Stellt die TG-Einheit eigenständig FCR bereit, so ergibt sie die Verteilung in blau (TG-unit alone). Der Sollwert des Turbinenreglers bleibt nur für 20 % des betrachteten Zeitraumes (etwa 9.6 Stunden) unverändert, während in 80 % der Zeit der Turbinenregler eine geänderte Sollwertvorgabe hat. Die maximalen benötigten Leistungsänderungen betragen etwa ± 0.45 MW.

Die geringsten Abweichungen vom eigentlichen Sollwert ergeben sich in Szenario A. Die Leistung musste hier nie reduziert werden und in ca. 3 % der Zeit (1.5 Stunden) liegt der Sollwert bei 6.25 MW (Ladevorgang). Somit liegt für 97 % des Betrachtungszeitraums ein unveränderter Arbeitspunkt der TG-Einheit vor.

In Szenario B wird der Sollwert der Turbine häufiger geändert als in Szenario A. Jedoch greift auch hier der Turbinenregler nur für das SOC-Management ein. Etwa jeweils 5 % der Zeit wird nachgeladen bzw. entladen um den SOC im gewünschten Bereich zu halten.

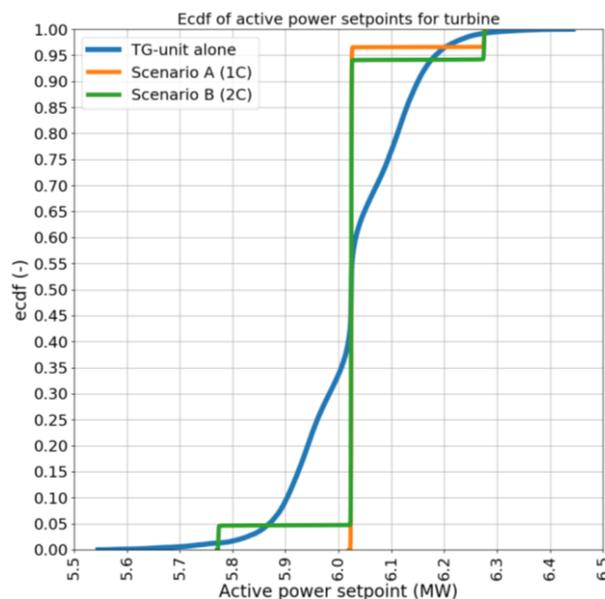


Abbildung 5 Empirische Verteilungsfunktion (Empirical Cumulated Distribution Function – ecdf) der Sollwertvorgabe für die TG-Einheit (blau: TG-Einheit ohne Batteriespeicher, orange: 1C-Konfiguration, grün: 2C-Konfiguration)

In Abbildung 6 sind die Sollwerte für den Turbinenregler dargestellt. Der Sollwert aufgrund des Wasserdargebots beträgt etwas mehr als 6 MW. Im oberen Teil der Grafik sind die Ergebnisse für die 1C-Variante (Szenario A) dargestellt. Im unteren Teil sind die Stellbewegungen der Turbine für die 2C-Variante (Szenario B) dargestellt.

In Szenario A kommt es im betrachteten Zeitraum nur zu 3 Ladevorgängen um den Batteriespeicher nachzuladen. Wie in Tabelle 2 definiert, wird der Arbeitspunkt der Turbine für 30 Minuten um 0.25 MW erhöht. Die TG-Einheit erhält somit einen neuen, aber konstanten Sollwert. Somit können sämtliche schnelle Arbeitspunktänderungen, die aufgrund der FCR erforderlich sind, auf den Batteriespeicher verschoben werden.

Im unteren Verlauf in Abbildung 6 ist der Verlauf der Turbinenleistung für die 2C-Variante (Szenario B) zu sehen. Aufgrund des kleineren Speichervermögens, wird der Arbeitspunkt der Turbine öfter verlassen und es kommt zu 5 Ladevorgängen und 4 Entladevorgängen um den SOC im gewünschten Bereich zu halten.

Mit der kombinierten Bereitstellung von FCR können somit die Häufigkeit und die maximale Amplitude der Sollwertänderungen des Turbinenreglers deutlich reduziert werden.

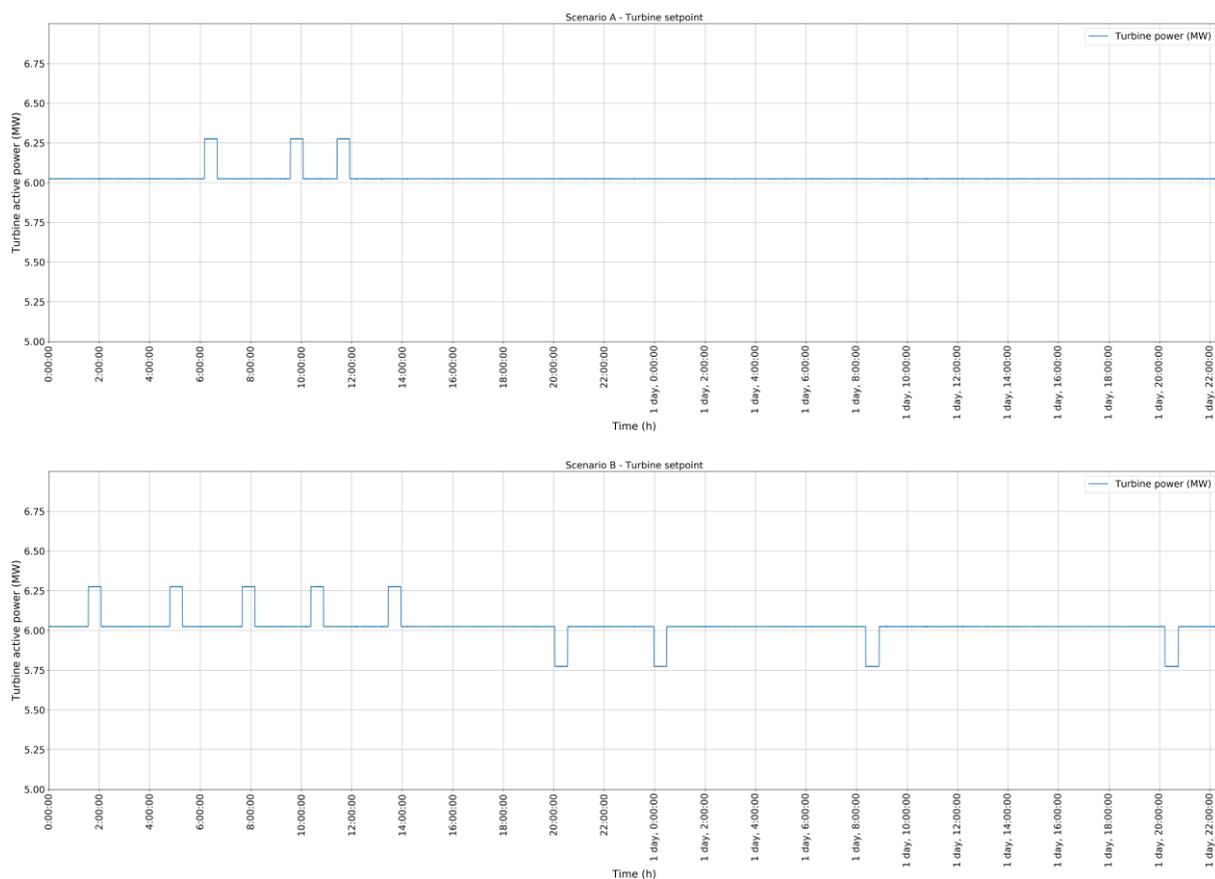


Abbildung 6 Sollwert für TG-Einheit - Oben: Szenario A (1C-Konfiguration) Unten: Szenario B (2C-Konfiguration)

In Abbildung 7 ist die empirische Verteilungsfunktion der Sollwerte des Batteriespeichers dargestellt. Die Leistung schwankt dabei zwischen ± 0.5 MW. Die entspricht einem Frequenzbereich von ± 100 mHz.

In etwa 30 % der Zeit (14.5 Stunden) beträgt der Sollwert 0 MW, die Frequenz befindet sich dabei im Unempfindlichkeitsbereich von ± 10 mHz. Dieser Wert ist aufgrund des schnelleren Reaktionsvermögens des Batteriespeichers um etwa 10 % höher als für die TG-Einheit (Blaue Kurve in Abbildung 5). Die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen Anzahl an Lade/Entladevorgängen, die sich als vertikale Linien bei ± 0.25 MW manifestieren.

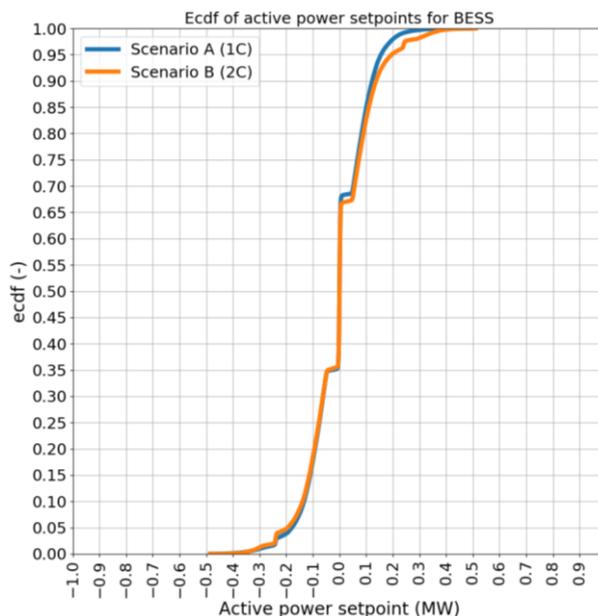


Abbildung 7 Empirische Verteilungsfunktion (Empirical Cumulated Distribution Function – ecdf) des Wirkleistungssollwerts des Batteriespeichers für die untersuchten Szenarien

In Abbildung 8 ist der zeitliche Verlauf des Wirkleistungssollwerts des Batteriespeichers für die Szenarien A und B dargestellt. Diese Stellbewegungen werden somit von der TG-Einheit auf den Batteriespeicher verschoben.

Im oberen Verlauf sind die Ergebnisse für Szenario A (1C Variante) zu sehen. Bei Erreichen der Ladezustandsgrenzen erfolgt das Nachladen des Batteriespeichers für 30 Minuten. Dies geschieht bei etwa 6 Uhr, 9 Uhr und 11 Uhr.

Im unteren Verlauf ist der Wirkleistungssollwert des Batteriespeichers für Szenario B zu sehen. Ladevorgänge starten etwa zu den Zeitpunkten 1:30 Uhr, 5 Uhr, 7:30 Uhr, 10:30 Uhr und 13:30 Uhr. Es treten insgesamt fünf Entladevorgänge auf. Am ersten Tag zu den Zeitpunkten 20 Uhr und 24 Uhr, und am zweiten Tag um 8:30 Uhr sowie um 20 Uhr.

In beiden Fällen ist zu beobachten, dass auch während der Lade/Entladevorgänge der Batteriespeicher den Frequenzfluktuationen aufgrund der FCR-Bereitstellung folgt.

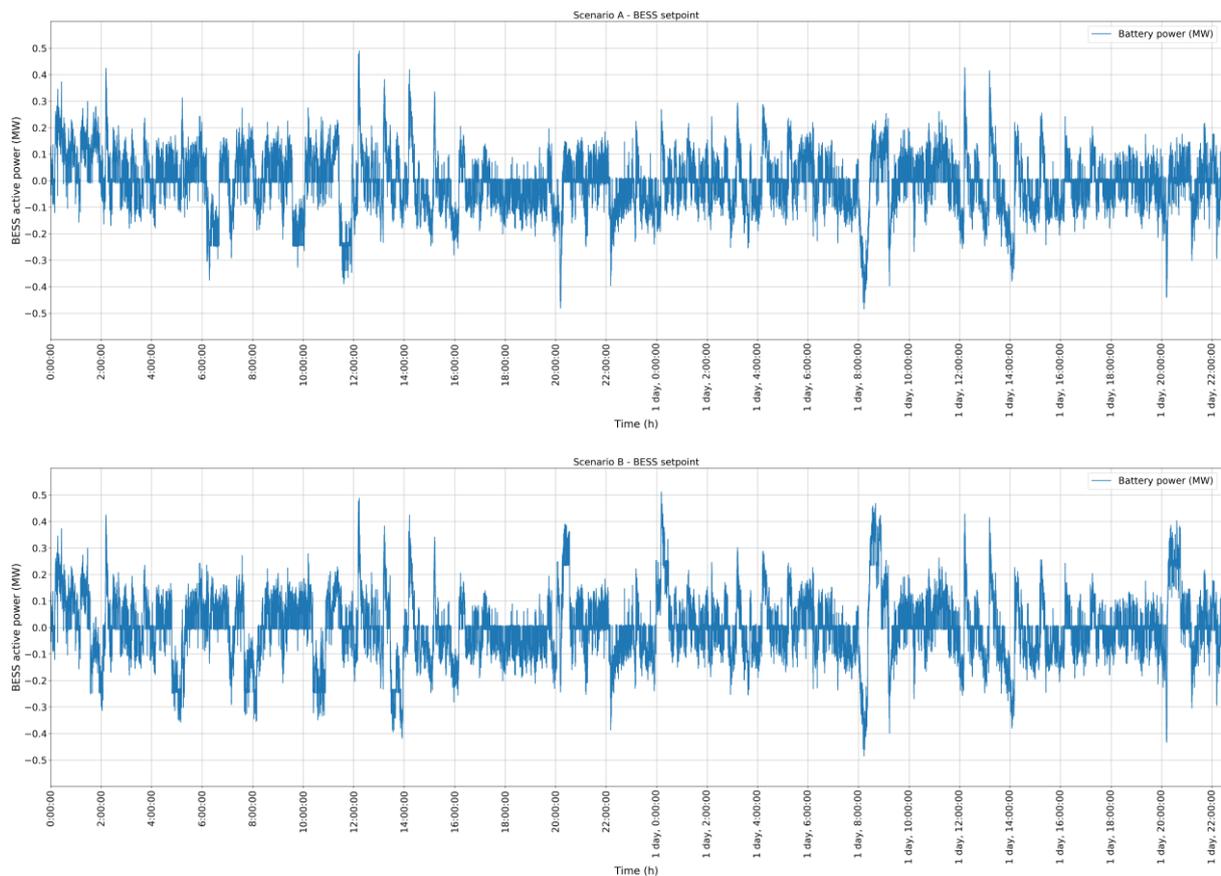


Abbildung 8 Verlauf der Wirkleistungseinspeisung des Batteriespeichers- Oben: 1C-Konfiguration, Unten: 2C-Konfiguration

Zusammenfassend sind alle Sollwertänderungen des Turbinenreglers aufgrund des SOC-Management in Tabelle 4 aufgelistet. Aufgrund des niedrigeren Speichervermögens muss der Batteriespeicher in Szenario B häufiger ge- bzw. entladen werden um den gewünschten SOC-Bereich einhalten zu können. In Summe ergibt sich zwischen den beiden Szenarien für die untersuchten Tage ein Faktor 3 in der Aktivierung der TG-Einheit.

Tabelle 4 Zusammenfassung der Anzahl Lademanagement-Aktivierungen für die untersuchten Szenarien

Szenario	SOC-Management Aktivierungen	
	Ladevorgänge	Entladevorgänge
Szenario A	3	0
Szenario B	5	4

4 Diskussion

Die Untersuchungen zeigen, dass die Turbinenstellbewegungen deutlich reduziert werden können. In beiden Szenarien wird für weniger als 10 % des untersuchten Zeitraums (ca. 5 Stunden) der Sollwert, der sich aufgrund der angenommenen Durchflussregelung ergeben würde, verlassen. Der Betriebspunkt der TG-Einheit wird für das SOC-Management für 30 Minuten auf einen neuen Sollwert geändert. Währenddessen stellt der Batteriespeicher weiterhin FCR bereit. Szenario A (1C-Konfiguration) führt erwartungsgemäß zu den geringsten Sollwertänderungen. In Tabelle 5, sind die wesentlichen Eigenschaften zusammengefasst.

Tabelle 5 Zusammenstellung der wesentlichen Eigenschaften

Eigenschaft	Szenario A	Szenario B
Abweichung vom Stationärbetrieb der TG-Einheit (über 2 Tage)	1.5 Stunden	4.5 Stunden
Batterietype	1C (1MW/1MWh)	2C (1MW/0.5MWh) – bei gleicher Leistung höhere Kosten
Energiedurchsatz bezogen auf Energieinhalt des Batteriespeichers	Niedrig, resultiert in höherer Lebensdauer	Höher
Gewählte SOC-Grenzen	20%/80%, jedoch größeren Energieinhalt erweiterter Arbeitsbereich möglich (z.B. 10%/90%)	20%/80%

Der Verlauf während der Vollaktivierung zeigt, dass aufgrund der gewählten Nennleistung des Batteriespeichers, der Sollwert unabhängig vom Arbeitspunkt der TG-Einheit innerhalb weniger Sekunden erreicht wird. Dadurch kann das Verhalten von TG-Einheiten, die eigenständig die Präqualifikationsbedingungen nicht erfüllen, kompensiert werden. Andererseits könnte für ein Hybridsystem mit einer schnellen TG-Einheit ein Batteriespeicher mit einer niedrigeren Nennleistung ausreichend sein.

In der Investitionsentscheidung für eine Batteriespeicherkonfiguration sind außerdem die Entwicklungen auf verschiedenen (Regel-)Energiemärkten, eventuelle neuartige Netzdienstleistungen (z.B. Enhanced Frequency Response) sowie zusätzlich angedachte Einsatzmöglichkeiten des Batteriespeichers zu berücksichtigen. Zusätzliche Einsatzmöglichkeiten eines Batteriespeichers sind zum Beispiel die Optimierung des Reaktionsverhaltens des Gesamtsystems, Schwarzstartfähigkeit, (temporärer Inselnetzbetrieb) oder Intraday-Handel.

Im Rahmen des Forschungsprogramms H2020 geförderten Projekts XFLEX HYDRO (No 857832) wird in 6 Demonstratoren die Flexibilität von Wasserkraftwerken mit verschiedenen Maßnahmen erhöht. Ein Demonstrator ist das Laufkraftwerk Vogelgrun (4x35 MW Kaplan), das eigenständig FCR bereitstellt. In dieser Anlage wird ein Batteriespeicher installiert und mit einer TG-Einheit als Hybrid betrieben, um FCR bereitzustellen. Die Auswirkungen werden mit einer baugleichen TG-Einheit, die selbstständig FCR bereitstellt im Realbetrieb verglichen ([11]).

Referenzen

- [1] 'Ausschreibungen der Primärregelreserve in der Regelzone APG'. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>. [Accessed: 21-Jan-2020].
- [2] J. Marchgraber, W. Gawlik, and C. Alács, 'Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung', *Elektrotech. Inftech.*, vol. 136, no. 1, pp. 3–11, Feb. 2019, doi: 10.1007/s00502-019-0704-1.
- [3] E. Thorbergsson, V. Knap, M. Swierczynski, D. Stroe, and R. Teodorescu, 'Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies', *Proceedings of the 35th International Telecommunications Energy Conference 'Smart Power and Efficiency'*, vol. INTELEC2017, p. 178, 2013.
- [4] E. Waffenschmidt, 'Degrees of freedom for primary control with batteries', *Energy Procedia*, vol. 135, pp. 227–235, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.507.
- [5] M. Sandelic, D.-I. Stroe, and F. Iov, 'Battery Storage-Based Frequency Containment Reserves in Large Wind Penetrated Scenarios: A Practical Approach to Sizing', *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3065, Nov. 2018, doi: 10.3390/en11113065.
- [6] N. Andrenacci, E. Chiodo, D. Lauria, and F. Mottola, 'Life Cycle Estimation of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation', *Energies*, vol. 11, p. 3320, Nov. 2018, doi: 10.3390/en11123320.
- [7] APG, 'Erläuterungen Regelreserven', 10-Sep-2015. [Online]. Available: <http://www.apg.at/-/media/3F8C9277B7684F1FBFC1CFF6D933E1AF.pdf>.
- [8] S. P. Melo, U. Brand, T. Vogt, J. S. Telle, F. Schuldt, and K. v. Maydell, 'Primary frequency control provided by hybrid battery storage and power-to-heat system', *Applied Energy*, vol. 233–234, pp. 220–231, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.177.
- [9] R. Bucher, A. Schreider, and S. Lehmann, 'Live test results of the joint operation of a 12.5 MW battery and a pumped-hydro plant', presented at the HYDRO 2018, Gdansk, Poland, 2018.
- [10] T. Eiper, J. Hell, and S. Kadam, 'Hybrid storage systems: Welcome batteries in hydro powerplants', in *Hydro 2019*, Porto, Portugal, 2019.
- [11] 'XFLEX HYDRO - EU Horizon 2020 project', *XFLEX HYDRO - EU Horizon 2020 project*. [Online]. Available: <https://xflexhydro.net>. [Accessed: 20-Jan-2020].