

Das Projekt SmartPowerFlow - KURZFASSUNG

Die zunehmende Integration von Erneuerbare Energieanlagen auf der Verteilnetzebene, hat in den letzten Jahren zu einem starken Anstieg an Netzverstärkungsmaßnahmen geführt. Da die Kosten hierfür über die Netznutzungsentgelte auf die Allgemeinheit umgelegt werden, ist es notwendig Alternativen zu untersuchen und zu bewerten.

Im Rahmen des Projektes SmartPowerFlow wurde erstmals eine Vanadium-Redox-Flow-Großbatterie in das Stromnetz eines deutschen Netzbetreibers integriert. Bei dem Batteriesystem handelt es sich um einen Prototypen, dessen Wechselrichter sowie Batteriesteuerung eigens für das Projekt entwickelt wurden. Hauptziel des Projektes war es, zu quantifizieren in welchem Umfang Netzausbaumaßnahmen durch die Batterie vermieden werden können. Da jedoch eine alleinige Refinanzierung von Großbatterieprojekten auf diese Art, u.a. aufgrund zu niedriger Betriebsmittelpreise in der Verteilnetzebene, nicht möglich ist, wurde darüber hinaus untersucht, inwieweit der Spagat zwischen wirtschaftlichem und netzstützendem Betrieb möglich ist. Abschließend sollte der Batterieeinsatz mit anderen Netzstabilisierungsoptionen technisch und wirtschaftlich verglichen werden.

Eine Analyse möglicher Geschäftsmodelle für Großbatterien hat ergeben, dass unter heutigen Rahmenbedingungen in Deutschland der Einsatz von Batterien am Primärregelleistungsmarkt der mit Abstand lukrativste Anwendungsbereich ist. Daher lag der Fokus in dem Projekt auf diesem Geschäftsmodell. Allerdings verhalten sich Batterien, welche Primärregelleistung erbringen, zunächst nicht netzdienlich, da das Be- und Entladen des Speichers einzig durch die Netzfrequenz und nicht durch die lokale Netzsituation bestimmt wird. Die Netzdienlichkeit der untersuchten Batterie wurde sichergestellt, indem diese die Spannung im Ortsnetz über eine Blindleistungsregelung dahingehend regelt, dass die Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energien erhöht wird. Auf diese Art und Weise konnten ein netzdienlicher und zugleich marktgetriebener Batterieeinsatz miteinander verbunden werden.

Das entwickelte Batteriesystem wurde in einer einjährigen Testphase im Feld erprobt. Anhand von Messdaten war es möglich, sowohl den Batterieprototyp als auch das lokale Stromnetz zu modellieren. Diese Modelle bildeten die Grundlage für die Entwicklung einer optimalen Betriebsstrategie für den Speicher. Ziel der Strategie war es, die Betriebsweise mit dem höchstmöglichen Gewinn zu identifizieren. Darüber hinaus sollte zudem gewährleistet werden, dass das System autark die geforderten Dienstleistungen zu jedem Zeitpunkt erbringt.

Die optimierte Betriebsweise konnte anhand des Feldtests validiert werden. Wirtschaftliche Berechnungen haben allerdings gezeigt, dass die durchschnittlichen Kosten für Vanadium-Redox-Flow-Batterien für einen profitablen Betrieb noch um etwa 60 % fallen müssten. Da es sich hierbei jedoch um eine neue Technologie handelt, ist von hohen Kostensenkungspotentialen auszugehen.

Für einen technischen und wirtschaftlichen Vergleich des Batterieeinsatzes mit anderen Flexibilisierungsoptionen, hierbei handelt es sich um eine $\cos(\varphi)$ - und $Q(U)$ -Regelung von PV-Systemen sowie den Einsatz von Heimspeichern, wurde ein zukünftiger PV-Ausbaupfad für den Installationsort erstellt. Dieser basiert auf der Identifikation geeigneter Dachflächen für PV-Systeme unter Verwendung von Luftaufnahmen. Es hat sich gezeigt, dass die Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energieanlagen in allen Fällen gegenüber dem Szenario ohne Flexibilisierungsoptionen steigt (um bis zu 45 %). Zudem konnte festgestellt werden, dass es aus Perspektive der Netzbetreiber ökonomisch sinnvoll ist, jede der untersuchten Optionen dem konventionellen Netzausbau vorzuziehen.