

Ein Beispiel aus Deutschland: Die Grossbatterie in Wunsiedel.
Bild: BKW/Johannes Mink

Batteriespeicher vor und hinter dem Zähler

Interview mit dem Netzentwicklungsexperten Stratos Taxeidis

interview

Die Entwicklung des Energiesystems ist zurzeit in vielerlei Hinsicht dynamisch. Besonders viel tut sich bei den Energiespeichern, die die Stabilität und Zuverlässigkeit des Verteilnetzes erhöhen sollen. Sowohl PV-Anlagen mit Speichern als auch direkt ans Verteilnetz angeschlossene, grosse Batteriespeicher werden zurzeit installiert oder sind in Planung. Wie die Situation bei der BKW aussieht, schildert der Experte Stratos Taxeidis, der an Konzepten für den sicheren und effizienten Betrieb des Verteilnetzes mit dezentraler Produktion und Speichern arbeitet.

Bulletin: Wie entwickelt sich bei der BKW der Anteil der Behind-the-Meter-Batteriespeicher, und wie der der direkt ans Verteilnetz angeschlossenen?

Stratos Taxeidis: Behind-the-Meter-Batteriespeicher werden fast immer in Kombination mit einer PV-Anlage gebaut. Die Anzahl solcher Speicher nahm in den letzten Jahren stetig zu. Der Anteil neu installierter PV-Anlagen, die auch einen Batteriespeicher beinhalten, hat sich in den letzten fünf Jahren fast verdoppelt und liegt mittlerweile bei gegen

50 %. Heute wird also jede zweite neue PV-Anlage im Verteilnetz der BKW in Kombination mit einem Batteriespeicher installiert.

Direkt an das Verteilnetz angeschlossene Batteriespeicher, sogenannte Stand-alone-Anlagen, die nicht in Kombination mit anderen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen gebaut und betrieben werden, gab es im Verteilnetz bis 2025 fast keine. Die Anzahl der Anschlussgesuche für solche Anlagen hat aber in den letzten zwei Jahren massiv zugenommen und betrifft vor allem grössere Anlagen in MW-Bereich. Allein im Verteilnetz der BKW haben wir mittlerweile über 130 solcher Anschlussgesuche mit einer angemeldeten installierten Leistung von über 1,5 GW erhalten. Das ist mehr als die heutige Lastspitze des ganzen Verteilnetzes der BKW, welche bei 1,1 GW liegt. Auch wenn kaum alle Projekte umgesetzt werden, gehen wir aktuell von einer signifikanten Erhöhung der installierten Leistung von Stand-alone-Batteriespeichern bis 2030 aus.



Efastratios Taxeidis Bild: BKW

Was sind die Vor- und Nachteile dieser zwei Anschlussarten aus Netzbetreibersicht?

Entscheidend für das Verteilnetz ist nicht der Anschlusspunkt, sondern die Betriebsart des Batteriespeichers. Behind-the-Meter-Batteriespeicher werden praktisch nur für die Eigenverbrauchsoptimierung verwendet. Sie beziehen heute in der Regel keinen Strom aus dem Netz und speisen keinen Strom ins Netz ein, somit sind sie aus Netzsicht neutral. Solche Anlagen haben trotzdem das Potenzial, netzdienlich zu sein, wenn sie so betrieben werden, dass sie die Rückspeise- bzw. die Bezugsspitzen konsequent auf Ebene Anschlusspunkt reduzieren. Heute werden aber die meisten Batterien nicht so betrieben. Sobald die Produktion den eigenen Verbrauch übersteigt, werden sie im Sinne der Eigenverbrauchsoptimierung mit der überschüssigen Energie geladen. Das führt dazu, dass an sonnigen Tagen bis etwa 10 oder 11 Uhr fast alle Batterien schon vollgeladen sind und die PV-Spitze über Mittag ins Netz eingespeist wird.

Stand-alone-Batteriespeicher verhalten sich völlig anders. Ihr Einsatz orientiert sich am Bedarf des Strommarkts bzw. an der Stabilität des elektrischen Gesamtsystems, und nicht an der Kapazität des lokalen Verteilnetzes. Deshalb können sie lokal zu höheren Netzbelastungen führen, wie Studien sowie konkrete Erfahrungen aus dem Betrieb solcher Anlagen, vor allem im Ausland, gezeigt haben.

Der system- und marktdienliche Einsatz könnte übrigens auch bei Behind-the-Meter Batteriespeichern in den nächsten Jahren markant zunehmen.

Ermöglichen Batteriespeicher einen grösseren Zubau von PV-Anlagen?

Behind-the-Meter-Batteriespeicher haben unter gewissen Voraussetzungen das Potenzial, die Netzaufnahmefähigkeit für neue Erzeugungsanlagen zu erhöhen und somit einen grösseren Zubau von PV-Anlagen aus Netzsicht zu ermöglichen beziehungsweise ihn zu erleichtern und zu beschleunigen.

Doch auch Stand-alone-Batteriespeicher sind ein wichtiges und unverzichtbares Puzzleteil der Strategie zur Umsetzung der Energiewende. Sie können ihre Leistung sehr schnell und flexibel in beide Richtungen (Einspeisung und Bezug) anpassen. Somit leisten sie einen entscheidenden Beitrag zur Stabilisierung eines elektrischen Gesamtsystems mit hohem Anteil von volatiler Produktion aus erneuerbaren Energien.

Können Batteriespeicher auch Netzengpässe verursachen?

Behind-the-Meter-Batteriespeicher bzw. solche, die weder Strom aus dem Netz beziehen noch Strom ins Netz einspeisen, verursachen keine Netzengpässe, Stand-alone-Batteriespeicher hingegen schon, denn sie werden system- und marktdienlich eingesetzt, ohne direkten Zusammenhang mit der lokalen Netzbelastung. Sie können auch dann mit der vollen Leistung aus dem Netz geladen werden, wenn lokal ohnehin schon ein hoher Bezug aus dem Netz besteht. Umgekehrt können sie auch dann die volle Leistung ins Netz entladen, wenn lokal eine hohe Rückspeisung ins Netz besteht. Ein ungeplanter Ausfall eines Grosskraftwerks oder eine unvorhergesehene Änderung der Wetterbedingungen können beispielsweise in Zeiten hoher PV-Produktion einen kurzfristigen Bedarf für zusätzliche Einspeisung ins Schweizer Gesamtsystem auslösen. Der Betrieb von Stand-alone-Batteriespeichern kann deshalb durchaus zu neuen Netzengpässen führen.

Wie verändert sich die Netzplanung durch die Batteriespeicher?
Die Netzplanung und besonders die langfristige Zielnetzplanung ist per Definition mit grossen Unsicherheiten verbunden. Batteriespeicher, obwohl aus Gesamtsystemsicht unbedingt notwendig, können wie oben ausgeführt lokal zu Netzengpässen führen und werfen eine Reihe von Fragen auf. Wie viele solche Anlagen werden langfristig installiert? Wo genau, mit welcher Leistung? Wie werden sich die entsprechenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen verändern? Netzplaner beschäftigen sich täglich mit diesen Fragen und versuchen, sinnvolle Annahmen zu treffen. Wenn wir ehrlich sind, kann in der Realität momentan aber niemand diese Fragen wirklich belastbar beantworten. Das erhöht die Risiken für den sicheren Netzbetrieb sowie für Fehlinvestitionen.

Lässt sich durch die neu installierten Speicher der Netzausbau verzögern?
Aus heutiger Sicht leider nicht. Stand-alone-Batteriespeicher können eben sogar zu zusätzlichem Netzausbaubedarf führen. Auch Behind-the-Meter-Batteriespeicher werden heute nicht so betrieben, dass sie konsequent Leistungsspitzen reduzieren und damit zu einer Verzögerung des Netzausbaubedarfs führen könnten.

Was sind die grössten Hürden, um Batteriespeicher optimal zur Netzstabilisierung und zur Flexibilitätsbereitstellung einzusetzen?
Batteriespeicher werden grundsätzlich schon heute zur Stabilisierung des gesamten elektrischen Systems eingesetzt. Die Frage ist, ob sie auch netzdienlich im Sinne des lokalen Verteilnetzes eingesetzt werden können.

Behind-the-Meter-Batteriespeicher weisen hierfür ein grosses Potenzial auf. Die neusten regulatorischen Anpassungen, wie z.B. die Ermöglichung der dynamischen Abnahmevergütung, können dazu beitragen, solche Batteriespeicher auch aus System- und Netzsicht, und nicht mehr ausschliesslich aus Eigenverbrauchssicht einzusetzen. Solche Anreize können den netzdienlichen Einsatz sicher fördern. Es bleibt jedoch fraglich, ob sie konsequent und zuverlässig zu einer Reduzierung der lokalen Leistungsspitzen führen, denn nur damit lässt sich der zukünftige Netzausbaubedarf reduzieren. Ein netzdienliches Verhalten von Batteriespeichern muss zudem zu jeder Zeit gewährleistet sein. Es bringt wenig, wenn dies zu 90 % der Zeit auf Basis der definierten Anreize der Fall ist. Das Verteilnetz muss auch in den restlichen 10 % der Zeit zuverlässig funktionieren, beziehungsweise entsprechend ausgelegt sein. Auf Branchenebene wird aktuell intensiv diskutiert, wie man sinnvolle Anreize definieren kann, die sowohl die gesamten Netzkosten reduzieren als auch die für die Netzplanung notwendige langfristige Sicherheit anbieten.

Können Sie dazu ein Beispiel aus der Praxis nennen?
Die seit 2026 verpflichtende Einspeisebegrenzung auf 70 % der installierten PV-Modulleistung ist ein solches Beispiel. Durch die Abregelung von maximal 3 % der Jahresenergie einer PV-Anlage kann man die maximale Rückspeisung um 30 % reduzieren. Dies ermöglicht einen effizienteren Netzausbau, indem das Netz nicht mehr auf einzelne Leistungspeaks ausgelegt werden muss, die nur in wenigen Stunden eines Jahres beansprucht werden. Durch den sinnvollen Einsatz eines lokalen Batteriespeichers kann zudem der Verlust der Jahresproduktion noch stärker reduziert werden, oft bis auf null, da die Begrenzung auf 70 % nur die Einspeisung ins Netz betrifft, nicht den Eigenverbrauch. Das Swissgrid White Paper «Systemverträgliche Integration Photovoltaik» schlägt einen neuen Ansatz genau in diese Richtung vor.

Und bei den Stand-alone-Batteriespeichern?
Für solche Batteriespeicher stellt sich die Frage, ob der system- und marktdienliche Einsatz von Batteriespeichern gewissen Einschränkungen aus Netzsicht unterliegen sollte. Der Ausbau des Verteilnetzes, damit es zu jedem Zeitpunkt die volle Rückspeisung sowohl aus PV als auch aus Batteriespeichern aufnehmen kann, ergibt gesamtwirtschaftlich wenig Sinn. Das ist unumstritten. Die grosse Frage bleibt, wie man solche sinnvollen Einschränkungen anhand objektiver und am volkswirtschaftlichen Optimum orientierter Kriterien am besten definieren kann. Ziel dabei ist es, einen Kompromiss zwischen der Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und der Einschränkung der Wirtschaftlichkeit von Batterieprojekten zu finden. Die entsprechenden Diskussionen laufen schon intensiv auf Branchenebene.

Welche Rolle werden Elektrofahrzeuge als Energiespeicher spielen?
Elektrofahrzeuge sind «mobile» Batteriespeicher, die grundsätzlich auch im Sinne des elektrischen Systems eingesetzt werden könnten. Das Potenzial ist sicher gross, da diese Batteriespeicher schon vorhanden sind und die für das System notwendige Flexibilität bereitstellen könnten. Die Herausforderung dabei ist genau die «Mobilität» dieser Speicher. Ein Elektrofahrzeug, das zu einem beliebigen Zeitpunkt an einer beliebigen Ladestation Strom beziehen oder einspeisen kann, stellt abrechnungstechnisch und netztechnisch eine Herausforderung dar.

Interview: Radomír Novotný