Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

GRENERGY Erneuerbare Energien GmbH

Grenergy ist ein spanischer, multinationaler Produzent erneuerbarer Energie. Das 2007 gegründete Unternehmen ist seit 2015 an der spanischen Börse notiert. Grenergy entwickelt, baut und betreibt Photovoltaikanlagen und Großbatteriespeicher.

Global hat Grenergy über 8 GWh an Großbatteriespeicherprojekten realisiert bzw. im Bau, mit einer starken Präsenz in Europa und Lateinamerika.

In Deutschland befinden sich weitere Projekte mit über 1 GWh Speicherkapazität in Planung.

Stellungnahme

Grenergy begrüßt das Vorhaben, Batteriespeicher über eine Marktregulierung so anzureizen, dass sie durch ihre Flexibilitätsbereitstellung den größtmöglichen Nutzen für das Stromnetz liefern können.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass Speicher einen erheblichen Mehrwert für das Stromnetz liefern können und ihr Einsatz dazu beitragen kann, den Umfang und die Kosten des Netzausbaus zu reduzieren. Diesen Mehrwert tragen Batteriespeicher zum Teil bereits heute bei, und das ganz ohne staatliche Subventionen[1]. Außerdem leisten Batterien einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems und zur Erreichung der Klimaziele, die fossile Kraftwerke nicht leisten können.

Es besteht großes Interesse, Speicher in Deutschland privatwirtschaftlich zu finanzieren. Dieses Interesse darf nun nicht durch falsche Regularien und die Herstellung von Unsicherheiten zerstört werden.

Zwei Punkte möchten wir als international und in Deutschland tätigen Entwickler, Betreiber von Stand-Alone Batteriespeichern in Deutschland hervorheben:

1. Planungssicherheit und Vertrauensschutz

Für Grenergy ist ein stabiler regulatorischer Rahmen entscheidend. Häufige Änderungen der Vorgaben erschweren Investitionsentscheidungen und wirken

[1] Laut der Studie zur Systemdienlichkeit von Großbatterien von Neon Energy, senken diese bereits heute die Kosten von Regelenergieaktivierungen.

hemmend.

Gesetzliche Regelungen sollten über einen verlässlichen Zeitraum Bestand haben, damit sich tragfähige Geschäftsmodelle entwickeln können. Batteriespeicherprojekte haben, insbesondere durch Flächensicherungen, Genehmigungen und Netzanschlussverfahren eine lange Vorlaufzeit (3-5 Jahre) bis zur Realisierung.

Wir unterstützen grundsätzlich für alle Akteure vereinheitlichte und gleichzeitig geltende Regelungen, insbesondere für den Abbau von Bürokratie. Neue Unsicherheiten durch ständig wechselnde Vorgaben sollten jedoch vermieden werden, insbesondere wenn es um Regelungen geht, die die Finanzierbarkeit von Projekten beeinflusst. Kontinuität ist notwendig, um Planungssicherheit für Speicherinvestitionen zu gewährleisten.

Eine langfristig leitende Strategie seitens der Bundesnetzagentur, die in allen Beschlüssen berücksichtigt wird und ggf. auch nationale Klimaziele berücksichtigt, wie bspw. die NESO in Großbritannien, wäre wünschenswert, um dem Markt Investitions- und Planungssicherheit zu geben.

2. Netzentgelte für Speicher

Wir begrüßen, dass die Bundesnetzagentur die wohlfahrtsfördernden Aspekte von Großbatteriespeichern anerkennt.

Hierbei sind zwei Punkte zu berücksichtigen:

2.1 Netzentgelte dürfen die Investitionsfähigkeit für Großbatteriespeicher nicht zerstören

Weitere private Investitionen in Großbatteriespeicher hängen direkt von dem zukünftig erwartbaren Geschäftsmodell für diese ab. Dieses schmälert sich mit steigenden Restriktionen der Netzbetreiber (FCA), Antragsgebühren für Netzanschlüsse und Baukostenzuschüssen.

Bei statischen und dynamischen Netzanschlussgebühren muss beachtet werden, dass diese das Geschäftsmodell nicht zerstören dürfen. Modo Energy hat in einer realistischen Datenanalyse gezeigt, dass selbst ohne weitere Restriktionen, Kapazitäts-Netzentgelte ab einer Höhe von 25 €/kW/Jahr, Großbatteriespeicher unattraktiv für Investitionen machen. AFRY hat in einer weiteren Studie gezeigt, dass Kapazitäts-Netzentgelte in einer Höhe von 6 €/kW/Jahr zusammen mit einem Arbeitspreis von 66,50 €/MWh schon den IRR signifikant reduzieren, und zwar unter der Investitionshürde für Batteriespeicher.

Da Großbatteriespeicher in einem wenig verlässlichen regulatorischen Umfeld operieren, mit erheblichen Verzögerungen beim Netzanschluss konfrontiert sind und zudem ohne staatliche Förderung rein privatwirtschaftlich finanziert werden, erfordern sie eine höhere interne Rendite (IRR) als andere Anlagenkategorien.

2.2 Netzentgelte sind nicht die einzigen Maßnahmen, die systemorientiertes Verhalten anreizen sollen

Der BVES und die FfE haben mit ihren Beiträgen deutlich gemacht: Es muss darauf geachtet werden, dass sich Maßnahmen wie Netzentgelte und FCAs nicht gegenseitig verstärken und damit nicht nur das Geschäftsmodell für Batteriespeicherbetreiber schmälern und zerstören können, sondern auch ihre Wirkung für die Netz- und Systemdienlichkeit von Großbatterien aufheben.

Modo Energy hat dies auf den Punkt gebracht: Sowohl FCAs als auch dynamische Netzgebühren steuern lokale Netzengpässe; Die einen durch feste Beschränkungen, die anderen durch Preissignale. Die gleichzeitige Anwendung beider Maßnahmen führt zu einer doppelten Belastung, und die am stärksten ausgelasteten Batteriespeicher können am wenigsten auf dynamische Signale reagieren, da ihre Betriebsflexibilität bereits eingeschränkt ist.

Kontakt

[redacted]

GRENERGY
Erneuerbare Energien GmbH
Köpenicker Straße 40B
10179 Berlin