



## SmartRegion Pellworm 2.0: Energiewende und Batteriespeicher – Wirtschaftlichkeit im Test

Ergebnisse der 2. Phase des Forschungsprojektes

# Vorwort

## Deutschland ist das Vorreiterland der Energiewende

Um die vielen Windkraft- und Photovoltaikanlagen in die Stromnetze zu integrieren, verfolgen wir eine Doppelstrategie mit dem Ziel, den Netzausbau konsequent voranzutreiben und gleichzeitig Erzeugung und Verbrauch von grünem Strom besser in Einklang zu bringen.

Um dies zu erreichen, gibt es eine Vielzahl verschiedener Lösungsansätze. Diese reichen von der Umwandlung des Stroms in Wasserstoff oder Wärme bis zur Schaffung einer digitalen Plattform, um Erzeugung und Verbrauch besser zu verzahnen. Ein weiterer – häufig diskutierter – Ansatz ist die Stromspeicherung in Batterien, mit dem sich das Projekt SmartRegion Pellworm in zwei Phasen befasst hat.

Die erste Phase des vielfach ausgezeichneten Forschungsprojektes von 2012 bis 2015 hat insbesondere die technische Machbarkeit der Integration von Batteriespeichern in intelligenten Stromnetzen, sogenannten Smart Grids, in einer von Erneuerbaren Energien geprägten Erzeugungsumgebung bewiesen.

Während dieser Phase konnten unter anderem umfangreiche technische Erkenntnisse beim Aufbau und Betrieb dieser Komponenten gewonnen werden. Teilweise sind diese auch bereits in den Regelbetrieb bei der HanseWerk-Gruppe (HanseWerk, Schleswig-Holstein Netz und HanseWerk Natur) eingeflossen.

In der zweiten Projektphase von 2015 bis 2018, die über das zunächst geplante Projektende hinausging, hatten sich die beteiligten Partner das Ziel gesetzt, das Potential von verschiedenen Vermarktungsoptionen für Batteriespeicher hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit zu analysieren und im Regelbetrieb zu erproben. Hierbei wurden komplexe Vermarktungsoptionen erfolgreich getestet und auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht.

Zu den zentralen Partnern dieser Projektphase gehören neben der HanseWerk-Gruppe das Fraunhofer Institut für Optronik, Systemtechnik

und Bildauswertung (IOSB) mit dem Institutsteil Angewandte Systemtechnik.

Wie freuen uns, Ihnen die Ergebnisse aus der zweiten Projektphase der SmartRegion Pellworm zu präsentieren. Dieser Bericht verdeutlicht die aktuellen Herausforderungen, die mit der Batteriespeicherung im Rahmen der Energiewende verbunden sind.

Er zeigt aber auch die Chancen und Perspektiven auf, die der Einsatz dieser Technologie im Sinne einer erfolgreichen Energiewende eröffnet.



## Inhalt

04	Technik
08	Ziele
09	Ergebnisse
17	Wirtschaftlichkeit
19	Ausblick

# Technik

## Die erste Projektphase lieferte die technische Grundlage

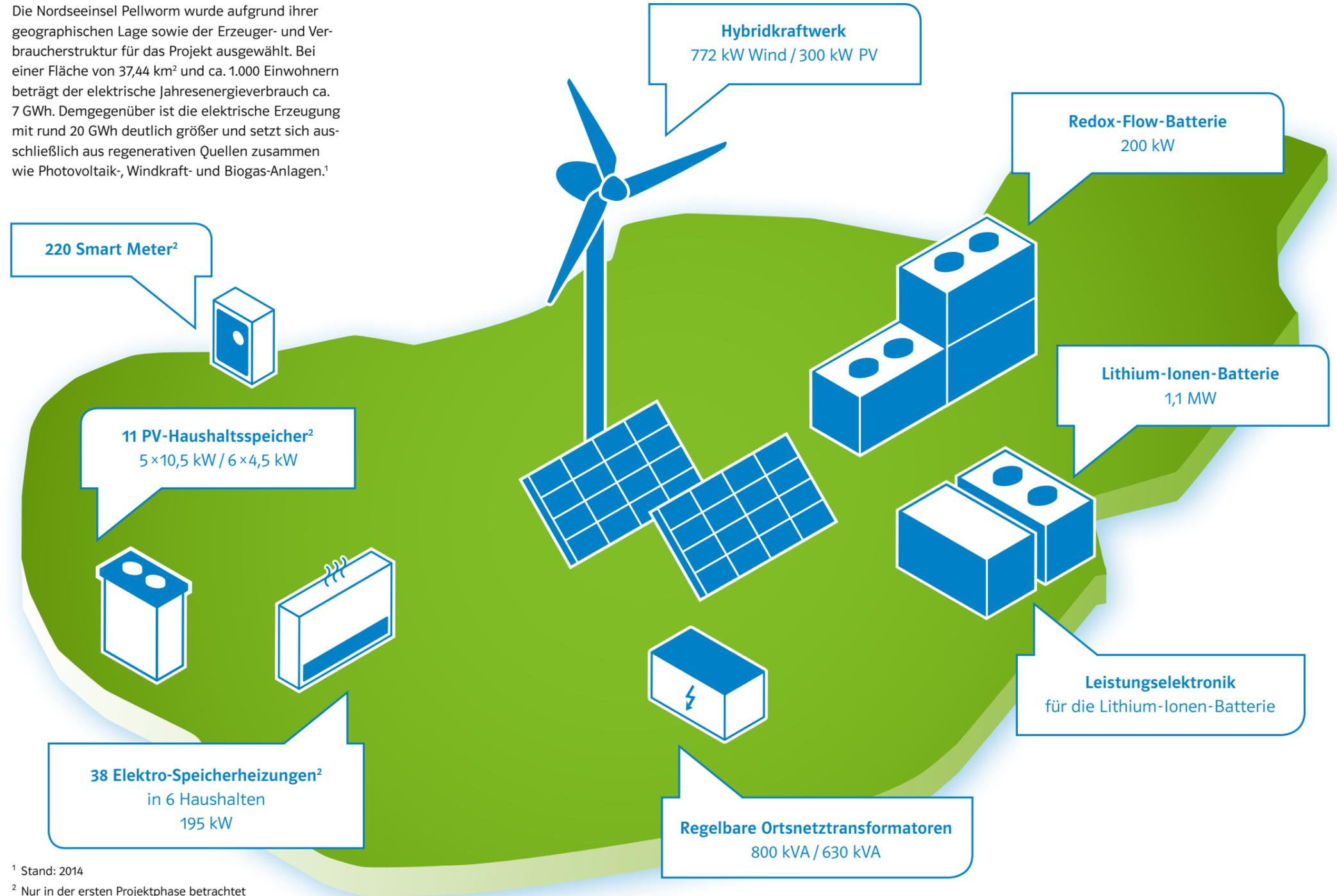
2012 hat ein Konsortium aus Unternehmen und Forschungseinrichtungen das Forschungsprojekt SmartRegion Pellworm gestartet. Zwei Batteriespeicher wurden intelligent mit Erzeugern, Verbrauchern und weiteren Energiespeichern in einem Smart Grid vernetzt. Zu den Erzeugern auf Pellworm gehören die erneuerbaren Quellen Windkraft und Photovoltaik (PV). Neben den Großspeichern mit Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Technik wurden PV-Haushaltsspeicher und Elektro-Speicherheizungen eingesetzt. In der ersten Phase des Projektes konnten die beteiligten Unternehmen und Forschungsinstitute bis 2015 umfangreiche Erkenntnisse beim Aufbau und Betrieb von Großbatterien und intelligenten Stromnetzen gewinnen. Zum Konsortium gehörten E.ON, HanseWerk, Schleswig-Holstein Netz, das Fraunhofer Institut, die RWTH Aachen, die Fachhochschule Westküste, Saft Batterien und Gustav Klein.

### Das Projekt zeigte:

Erneuerbare Energien und Batteriespeicher können mittels eines intelligenten Stromnetzes so zusammengeschaltet werden, dass auch langfristig eine sichere und stabile Stromversorgung der Menschen auf Basis von Wind und Sonne in einer begrenzten Region möglich ist. Es ist gelungen, verschiedene Technologien zur Steigerung von Effizienz, Stabilität und Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energieversorgung mit Hilfe von Speichern erfolgreich zu kombinieren. Gleichzeitig wurden verschiedene Betriebsführungs- und Geschäftsmodelle entwickelt und erfolgreich getestet, eine Ökobilanz des Systems erstellt und der aktuelle rechtliche und regulatorische Rahmen für Speichertechnologien einer Prüfung unterzogen.

Gefördert wurde das mehrfach ausgezeichnete Forschungsprojekt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) während der ersten Phase mit einer Fördersumme von 4,1 Mio. Euro. Parallel dazu investierte der Energieversorger E.ON weitere 3,3 Mio. Euro von April 2012 bis Juni 2015 in das Innovationsprojekt. Darüber hinaus wurden umfangreiche Personalkosten unter anderem von der HanseWerk-Gruppe übernommen.

Die Nordseeinsel Pellworm wurde aufgrund ihrer geographischen Lage sowie der Erzeuger- und Verbraucherstruktur für das Projekt ausgewählt. Bei einer Fläche von 37,44 km<sup>2</sup> und ca. 1.000 Einwohnern beträgt der elektrische Jahresenergieverbrauch ca. 7 GWh. Demgegenüber ist die elektrische Erzeugung mit rund 20 GWh deutlich größer und setzt sich ausschließlich aus regenerativen Quellen zusammen wie Photovoltaik-, Windkraft- und Biogas-Anlagen.<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Stand: 2014

<sup>2</sup> Nur in der ersten Projektphase betrachtet

Mehr zur Technik und den Ergebnissen der ersten Projektphase finden Sie unter [www.smartregion-pellworm.de](http://www.smartregion-pellworm.de)



## Herzstück der SmartRegion Pellworm 2.0: Die Großspeicher

Das Großspeichersystem auf Pellworm bestand aus zwei zentralen Großbatterien, die an zwei regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) angeschlossen waren. Dieses System umfasste eine Lithium-Ionen- sowie eine Redox-Flow-Batterie, die sich in ihren Anwendungen ideal ergänzen. Durch das von Fraunhofer entwickelte Batterie- bzw. Energiemanagementsystem wurden beide Batterien zu einem Virtuellen Hybridspeichersystem verknüpft.

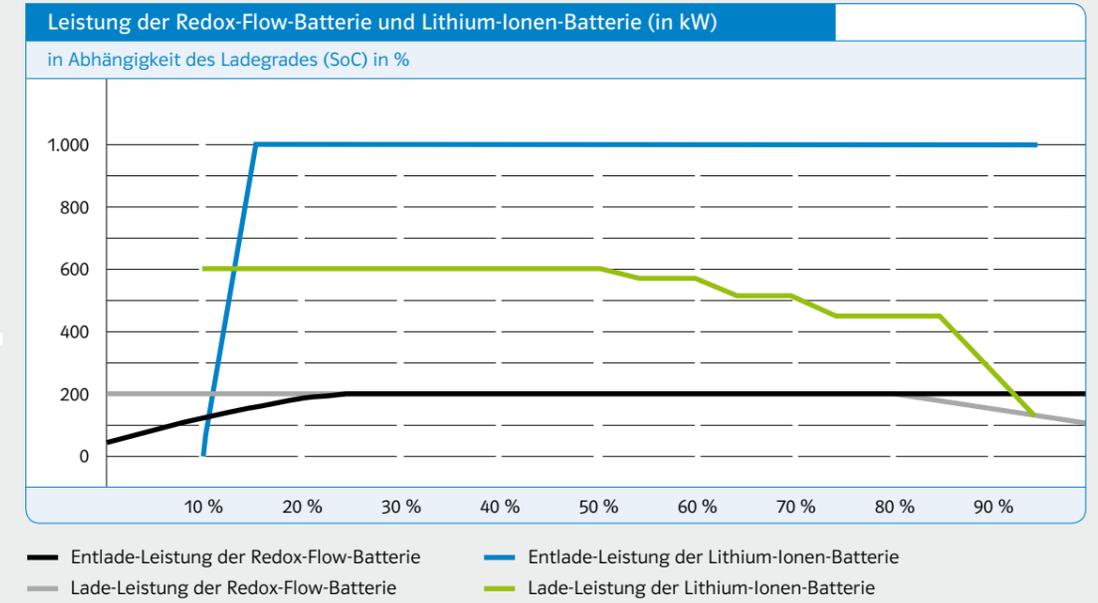
Der Kern einer Redox-Flow-Batterie ist eine flüssige Elektrolyt-Speicherlösung. Durch eine elektrochemische Reaktion wird Energie in die Elektrolyt-Lösung eingespeichert und kann durch eine erneute Reaktion wieder ausgespeichert werden. Mit einem Leistungsbereich von -200 bis +200 kW und einer Speicherkapazität von 1.600 kWh ist die Redox-Flow-Batterie als Langzeitspeicher ausgelegt, um die Energie bis zu einigen Stunden zu speichern. Der Wirkungsgrad des Speichers liegt bei rund 60 %.

**Während des Forschungsprojektes hat sich gezeigt:** Der Wirkungsgrad und der Leistungsbereich der Redox-Flow-Batterie sind stark von der Betriebs-

temperatur des Elektrolytes abhängig. Da sich das Elektrolyt beim Entladevorgang erwärmt und aufgrund der klimatischen Rahmenbedingungen auf Pellworm abkühlt, ist ein Dauerbetrieb des Speichers sinnvoll. So kann er hohe Wirkungsgrade und die Nennleistung von +/-200 kW erreichen.

Die Lithium-Ionen-Batterie hingegen erreicht einen Leistungsbereich von -1.000 kW bis +560 kW bei einer Speicherkapazität von 560 kWh. Somit ist die Batterie tendenziell als Kurzfrist- oder Leistungsspeicher im Bereich von Minuten bis Stunden ausgelegt und eignet sich besonders gut für die Bereitstellung von Regelleistung. Bei maximaler Entlade- bzw. Ladeleistung lässt sich die Batterie in ca. einer halben Stunde komplett entladen und innerhalb einer Stunde wieder laden. Der Wirkungsgrad des Speichers liegt bei rund 85 %. Die Lebensdauer wird auf 20 Jahre bzw. 4.500 Ladezyklen geschätzt.

Nach Abschluss der zweiten Phase des Forschungsprojektes im Sommer 2018 werden die Großspeicher wie geplant zurückgebaut.



# Ziele

## SmartRegion Pellworm 2.0 im Überblick

Nachdem in der ersten Phase von SmartRegion Pellworm die technische Umsetzung erfolgreich getestet wurde, ging es in der zweiten Phase von 2015-2018 vor allem darum, die Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Hierfür wurde die kommerzielle Vermarktung des Hybridspeichers an verschiedenen Spot- und Regelenergiemärkten untersucht. Die Kosten für die zweite Projektphase in Höhe von rund 1,6 Mio. Euro wurden größtenteils von der HanseWerk-Gruppe getragen.

Für die Umsetzung wurden die Großbatterien zunächst in das Virtuelle Kraftwerk von HanseWerk Natur eingebunden, in dem rund 80 Energieerzeugungsanlagen zusammengefasst sind. Gleichzeitig wurden die benötigten IT-Schnittstellen aufgebaut, um eine automatisierte Datenübermittlung zu ermöglichen. Mit dem Fraunhofer Energiemanagementsystem konnte der technische Dauerbetrieb der Speichersysteme umgesetzt werden. Auf Basis dessen wurden die im Projekt entwickelten Vermarktungsstrategien getestet und auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht.

In Anknüpfung an die erste Phase der SmartRegion Pellworm wurde die Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Wind- und PV-Vermarktung durch den Hybridspeicher simuliert. Aufgrund der wachsenden Bedeutung der kurzfristigen Strommärkte stand hierbei die gesamte Bandbreite der Kurzfrist-Spotmärkte im Fokus: Einzelstunden Day-Ahead-Auktion, Viertelstunden Intraday-Auktion sowie kontinuierlicher Intraday-Handel.<sup>3</sup>

Weiterhin wurde der reale Einsatz des Speichersystems an den Kurzfrist-Märkten erprobt und die beiden Großbatteriespeicher anhand realer

Preissignale gefahren. In dieser Vermarktungsoption wurde ein marktorientierter Einsatz der Batteriespeicher zur Maximierung der Deckungsbeiträge angestrebt.

Batteriespeicher eignen sich aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeiten prinzipiell für die Bereitstellung aller drei Regelleistungsarten (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve). Aufgrund der wachsenden Bedeutung von Batteriespeichern für Systemdienstleistungen wurde die Erbringung von Regelleistung untersucht, insbesondere Minutenreserve und Primärregelleistung. Während für Minutenreserve die steuerungs- und leittechnische Anbindung im Fokus stand, wurde für alle drei Regelleistungsarten eine grobe Abschätzung der Wirtschaftlichkeit durchgeführt.

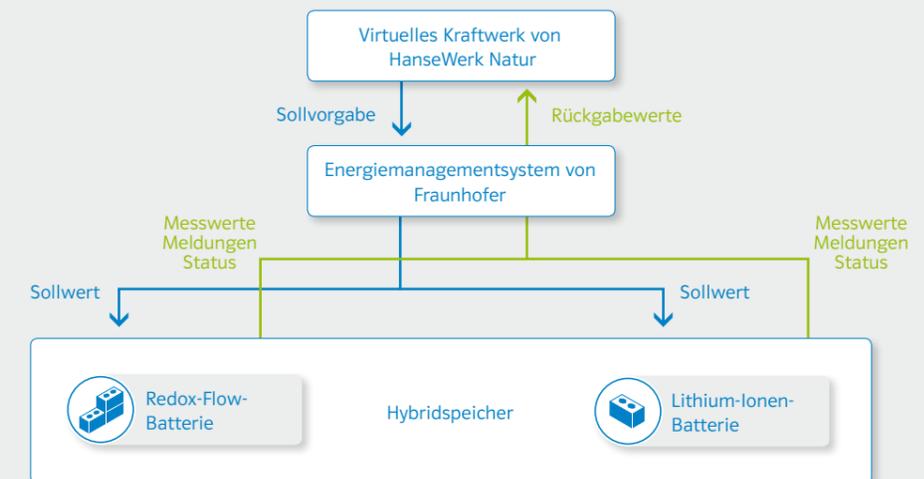


# Ergebnisse

## Die 2. Projektphase untersuchte die Wirtschaftlichkeit

Als Grundlage für die zu untersuchenden Vermarktungsoptionen wurde der Hybridspeicher in das Virtuelle Kraftwerk von HanseWerk Natur integriert. Sämtliche Mess- und Sollwerte wurden hierzu in minütlicher Auflösung ausgetauscht.

So kommunizieren die Großspeicher über das Energiemanagementsystem mit dem Virtuellen Kraftwerk von HanseWerk Natur:



<sup>3</sup> In der ersten Phase des Projektes SmartRegion Pellworm wurde die gemeinsame Vermarktung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien und dem hybriden Speichersystem im Day-Ahead-Sporthandel sowie an den Regelleistungsmärkten untersucht. Eine detaillierte Analyse der Intraday-Märkte erfolgte nicht. Beim Day-Ahead-Sporthandel werden Strommengen für den Folgetag gehandelt. Auf den Intraday-Märkten werden Strommengen für den kurzfristigen Verbrauch am selben oder folgenden Tag gehandelt.

Im Energiemanagementsystems EMS-EDM Prophet von Fraunhofer wurden verschiedene Funktionen umgesetzt. Dies sind zum Beispiel die Fahrplanumsetzung und -prüfung, die Speichereinsatzoptimierung, Betriebsüberwachung, Speichermodellierung

und Leistungs- bzw. Ladegradregelung. Hierbei wurden die verschiedenen technischen Betriebs-eigenschaften der Speichersysteme wie Wirkungsgrade, Leistungsgrenzen und die maximale Zyklanzahl berücksichtigt.

## Batteriespeicher steigern die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien

Durch flexibles Laden und Entladen gelingt es Batteriespeichern optimal, positive und negative Leistung für die Strommärkte zu erbringen. Besonders interessant ist dies für kurzfristige Strommärkte, deren Bedeutung steigt.

Grund ist die schwankende Energieerzeugung in Zeiten der Energiewende. Auf Day-Ahead-Basis sowie untertägig werden Strommengen gehandelt, um Stromerzeugung und -verbrauch in Einklang zu bringen. Neben dem Day-Ahead-Spotmarkt, auf dem Stromlieferungen für den kommenden Tag gehandelt werden, werden an Intraday-Märkten Viertelstundenprodukte für den kommenden Tag

bzw. untertägig gehandelt. Dieser kurzfristige Handel verfolgt das Ziel, insbesondere die Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch bzw. Einspeisung der Erneuerbaren Energien möglichst gering zu halten. So können hohe Kosten für Ausgleichsenergie vermieden werden.

In Anknüpfung an die erste Phase der SmartRegion Pellworm wurde die Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Wind- und PV-Vermarktung durch den Hybridspeicher simuliert. Dabei wurden 772 kW PV-Leistung und 300 kW Windkraft-Leistung des Hybridkraftwerkes auf Pellworm als Basis genutzt.

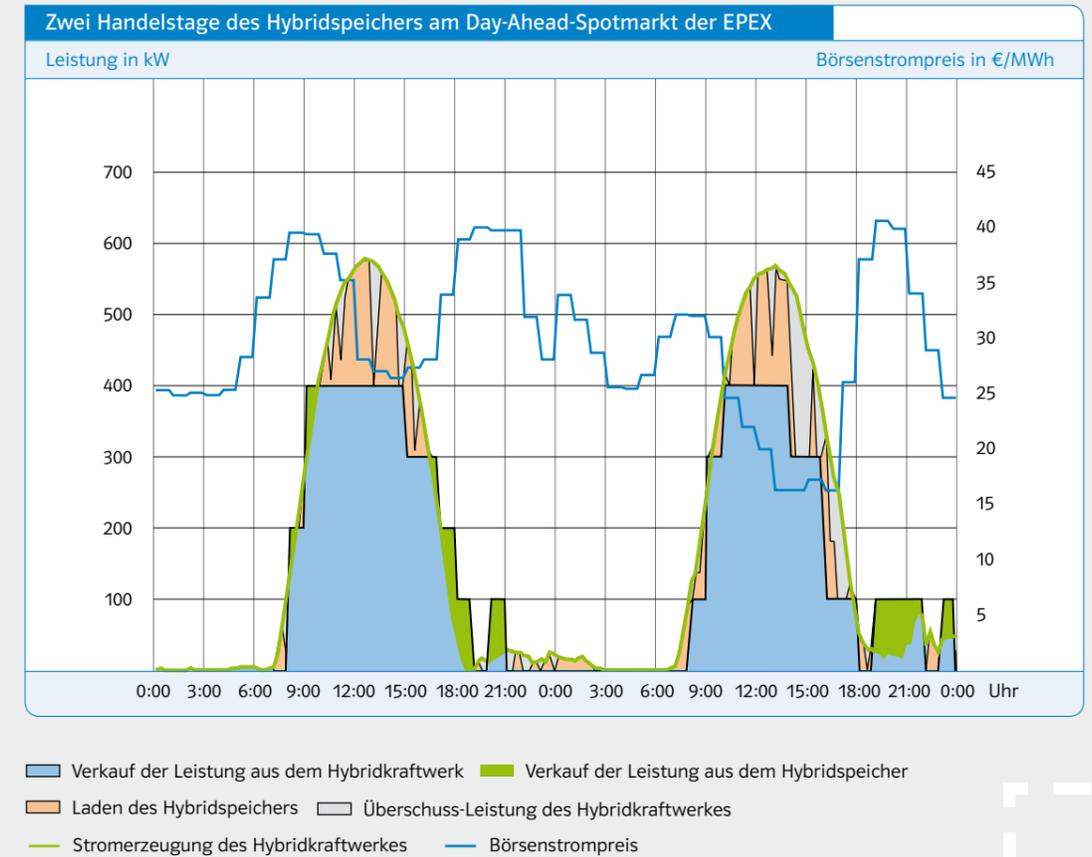
### Energieaustausch zwischen den Akteuren



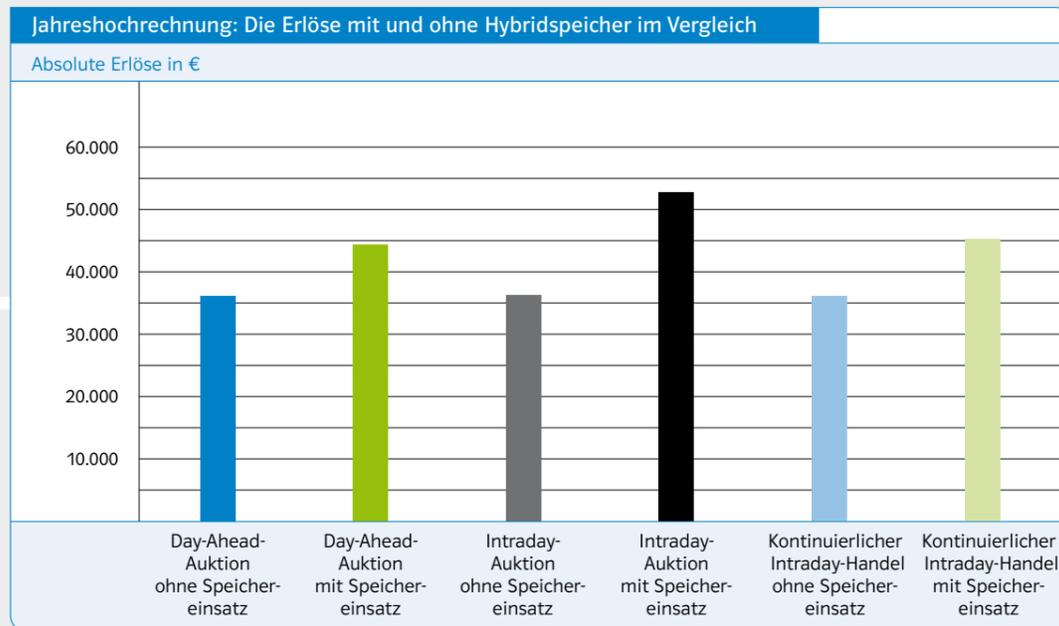
In einem von Fraunhofer entwickelten Optimierungsmodell wurden Fahrpläne für die beiden Batteriespeicher zur Erlösmaximierung der Direktvermarktung der Erneuerbaren Energien erstellt. Zur Durchführung der Geschäftsmodelltests wurden simulierte bzw. historische Daten der ersten Projektphase aus dem Jahr 2014 verwendet: Prognosen der Erneuerbaren Energien, Messwerte und Stundenpreise der Day-Ahead- und Intraday-Auktionen. Es wurden vier unterschiedliche Wetterszenarien simuliert, in denen jeweils der Anteil an PV- bzw. Windstrom variiert wurde.

Dabei wurde der Großteil der EPEX-Handelsmengen vom Hybridkraftwerk bereitgestellt, wobei sich die Direktvermarktung nach der Stromerzeugung des Kraftwerkes aus erneuerbaren Quellen richtet. Die verbleibenden Erzeugungsüberschüsse wurden zur Ladung des Hybridspeichers genutzt.

Die Entladung der Speicher erfolgte vorzugsweise in den Hochpreiszzeiten zur Maximierung der Erlöse – in diesem Fall zwischen 19 und 22 Uhr.



Die Erlösmengen aus den einzelnen Optimierungsstufen werden den theoretischen Erlösen aus einer reinen Direktvermarktung über das Hybridkraftwerk als Benchmark gegenübergestellt. Die Jahreshochrechnung zeigt die erzielbaren Erlöse mit und ohne Einsatz des Hybridspeichers bei der Day-Ahead-Auktion, der Intraday-Auktion und dem kontinuierlichen Intraday-Handel. Dabei wurden die Erlöse der vier untersuchten Wettersituationen kumuliert.



Die Jahreshochrechnungen zeigen Mehrerträge von 24 % beim Day-Ahead-Sporthandel, 45 % bei Intraday-Auktionen und 26 % beim kontinuierlichen Intraday-Handel gegenüber einer reinen Direktvermarktung des Hybridkraftwerkes an den Strommärkten. Besonders hoch sind dabei die Mehrerträge in Wettersituationen mit hoher PV-Erzeugung.

Auf das Gesamtjahr hochgerechnet ergeben sich Mehrerlöse in Höhe von rund 34.000 Euro durch den Einsatz des Hybridspeichers auf Pellworm. Dabei steigen die spezifischen Erlöse bei der Vermarktung des Wind- und PV-Stroms um rund 7 Euro pro MWh.

**Die Großspeicher steigern die jährlichen Erlöse des Hybridkraftwerkes**

	Absolute Erlöse <sup>4</sup>	Spezifische Erlöse
Direktvermarktung	108.000 €	30,98 €/MWh
mit Hybridspeicher	142.000 €	38,32 €/MWh

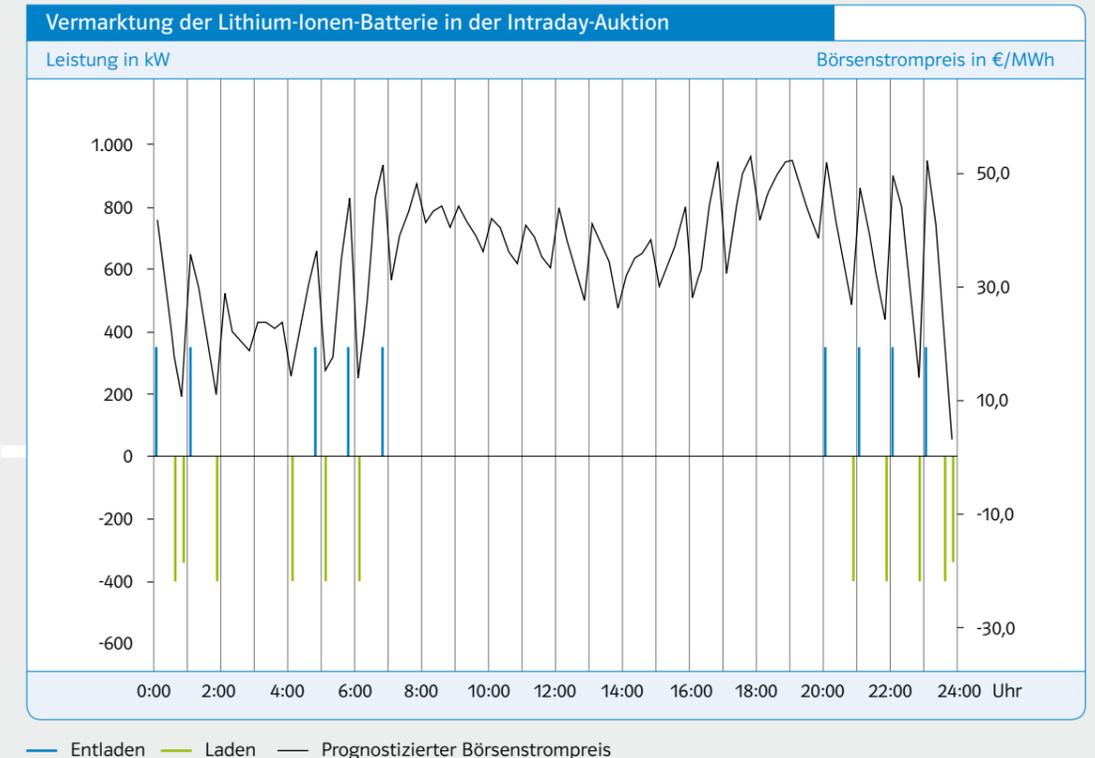
<sup>4</sup> Bei 100 % Anlagenverfügbarkeit des Hybridkraftwerkes und des Hybridspeichers

## Speichereinsatz im Intraday-Sporthandel

Im Rahmen der Kurzfristvermarktung wurden die beiden Batteriespeicher in der Intraday-Auktion vermarktet – dieses Mal ohne Berücksichtigung der Direktvermarktung des Hybridkraftwerkes. Die Intraday-Auktion bietet sich insbesondere für hochflexible Anlagen aufgrund der höheren Preisvolatilität im Vergleich zum Day-Ahead-Sporthandel an. Durch eine optimale Platzierung von Handelsgeschäften werden die Deckungsbeiträge der Batteriespeicher maximiert, indem bei niedrigen Marktpreisen die Batteriespeicher geladen und bei hohen Marktpreisen die Batteriespeicher entladen werden. Die Handelsgeschäfte wurden auf Basis von Vermarktungsregeln unter Berücksichtigung der Betriebsgrenzen der Speichersysteme sowie der prognostizierten Intraday-Auktionspreise ermittelt. Die Vermarktungsstrategie sah vor, dass die Arbitragegeschäfte primär von der Lithium-Ionen-Batterie durchgeführt wurden. Aufgrund des relativ geringen Wirkungsgrades der Redox-Flow-Batterie von rund 60 % benötigt die

Batterie relativ hohe Marktpreis-Differenzen. Da die Anzahl ausreichend hoher Preisdifferenzen im aktuellen Marktumfeld jedoch begrenzt ist, wurde nach einer Testphase auf einen dauerhaften Betrieb der Redox-Flow-Batterie am Markt verzichtet.

Beim Einsatz der Lithium-Ionen-Batterie in der Intraday-Auktion zeigt sich: Innerhalb gewisser Stunden treten erhebliche Preisschwankungen auf, die aufgrund üblicherweise morgens aufsteigender sowie üblicherweise abends abfallender Einspeiserampen entstehen. Im Vergleich zu Day-Ahead-Stundenkontrakten ergeben sich in solchen Situationen Fehl- bzw. Überschussmengen, die in der Intraday-Auktion bepreist und ausgeglichen werden. Der Speichereinsatz wird so optimiert, dass die größten Preisdifferenzen in einer jeweiligen Stunde während eines Tages ausgenutzt werden, um den Batteriespeicher zu laden bzw. zu entladen.



Insgesamt sind die mit dieser Vermarktungsoption erzielbaren Deckungsbeiträge für die Lithium-Ionen-Batterie eher gering.

#### Die Gründe:

- Obwohl die Strompreise im Großhandel im Jahr 2017 deutlich volatiliter waren als in den Vorjahren<sup>5</sup>, ist die Preisvolatilität nicht ausreichend für den marktbasieren Einsatz eines Batteriespeichers.
- Vertragliche Restriktionen mit den Vermietern der Anlagen in Bezug auf die maximale Vollzyklenzahl je Tag bzw. tagesmittlere Ein- und Ausspeicherleistungen beschränkten weiterhin die Erlöspotentiale des Speichers.

Die Lebensdauer der Lithium-Ionen-Batterie wird insbesondere durch die Anzahl der durchgeführten Zyklen beeinflusst. Bei der aktuellen Beschränkung von maximal 1,5 Vollzyklen am Tag ließe sich das Geschäftsmodell bei den zugesicherten 4.500 Ladezyklen rund acht Jahre durchführen. Für die bis

zum Projektende durchgeführten Tests stellte sich ein durchschnittlicher täglicher Deckungsbeitrag von ca. 33 Euro ein, was einem hochgerechneten Jahresdeckungsbeitrag von rund 12.000 Euro für den Lithium-Ionen-Speicher entspricht.

#### Jährliche Erlöse der Lithium-Ionen-Batterie bei Kurzfristvermarktung

	Absolute Erlöse <sup>6</sup>	Spezifische Erlöse
Lithium-Ionen-Batterie	12.000 €	33 €/MWh

<sup>5</sup> Quelle: [https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung\\_2017/Agora\\_Jahresauswertung-2017.pdf](https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2017/Agora_Jahresauswertung-2017.pdf)

<sup>6</sup> Bei 100 % Anlagenverfügbarkeit

## Speichereinsatz am Regelleistungsmarkt

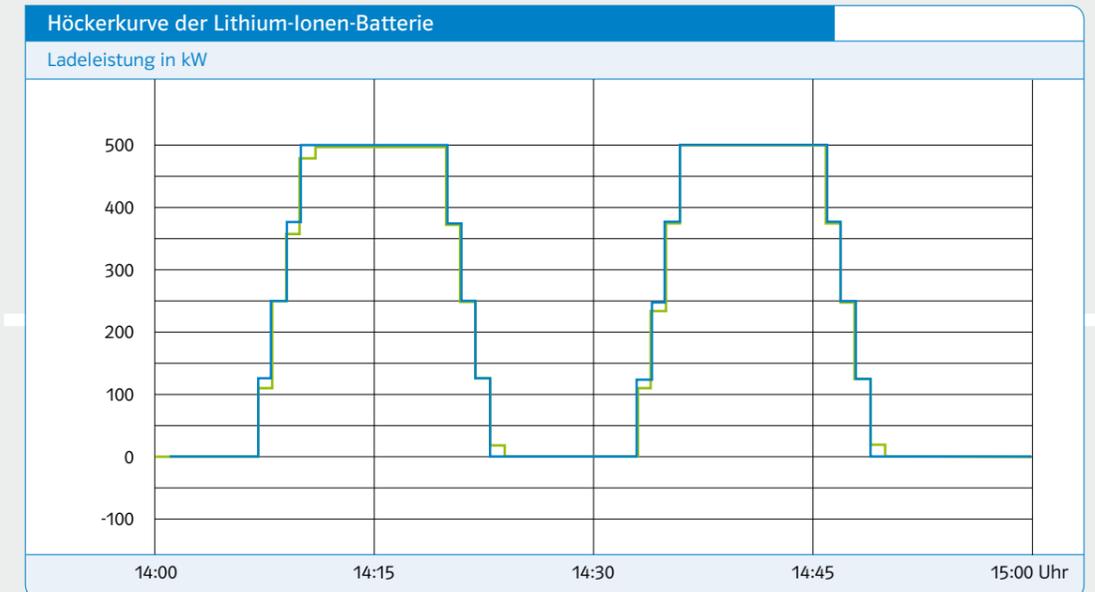
Aktuell ist die Bereitstellung von Regelleistung die beste Einnahmequelle für Batteriespeicher. Aufgrund der schnellen Reaktionszeiten eignen sich

Batteriespeicher prinzipiell für die Bereitstellung aller drei Regelleistungsarten: Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve.

#### Regelleistung hält die Stromnetze stabil

Regelleistung ist eine wichtige Systemdienstleistung im Stromnetz, mit der die Frequenz im Netz trotz schwankender Einspeisung und Verbrauch konstant auf 50 Hertz gehalten wird. Es wird unterschieden nach Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve. Regelleistung wird in Deutschland von den vier Übertragungsnetzbetreibern TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW ausgeschrieben. Bereits die Vorhaltung von Regelleistung wird über einen Leistungspreis vergütet. Bei der Sekundärregelleistung sowie der Minutenreserve wird zudem der tatsächliche Regelleistungsabruf über einen Arbeitspreis vergütet.

## Höckerkurve zur Präqualifikation: Der Hybridspeicher kann negative Minutenreserve bereitstellen



Aktuell entstehen in Deutschland viele Batteriespeicherprojekte zur Bereitstellung von Primärregelleistung. Wie unsere Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, ist die Erbringung von Primärregelleistung bei aktuellen Preisen eine attraktive Vermarktungsmöglichkeit für einen Großbatteriespeicher. Aufgrund der zeitlichen Befristung des Forschungsprojektes und weil die HanseWerk-Gruppe hier keinen Fokus legt, wurde innerhalb des Projekts auf die Erbringung von Primärregelleistung verzichtet.

Stattdessen stand in der zweiten Phase des Projektes SmartRegion Pellworm die steuerungs- und leittechnische Anbindung des Hybridspeichers für Minutenregelleistung im Vordergrund.

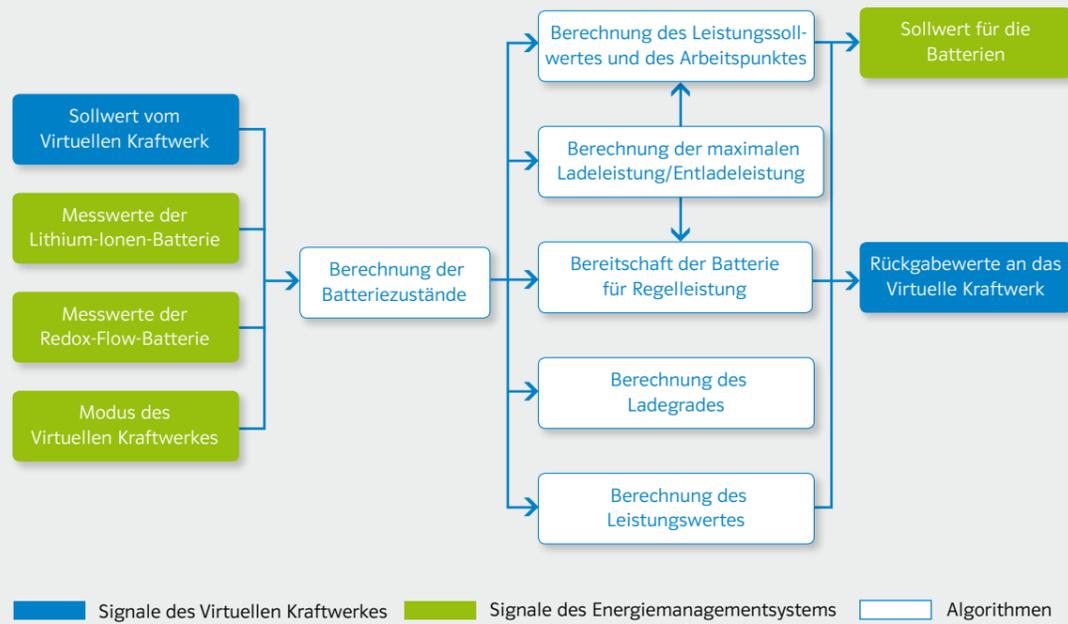
Weiterhin wurde die Bereitstellung von Minutenreserve im Portfolio von HanseWerk Natur getestet und simuliert. Die Batteriespeicher erfüllen die technischen Anforderungen für die Geschwindigkeit eines Leistungsabrufes sehr gut.

Hierzu wurde ein Präqualifikationstest durchgeführt, in dem die sogenannte Höckerkurve – eine Vorgabe der Übertragungsnetzbetreiber – mit der Batterie abgefahren wurde. Über ein modulares Leistungsmanagement wurden verschiedene Betriebsmodi abgebildet und simuliert.

Hierzu gehörte die intelligente Leistungsaufteilung auf die Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterie in Abhängigkeit zu internen Zustandsgrößen wie Ladegrade und Temperaturen sowie unter Berücksichtigung möglicher Betriebsstörungen wie Ausfälle von Teilsystemen oder Kommunikationskomponenten.

Zur Umsetzung einer prädiktiven Betriebsführung wurden zusätzliche Algorithmen zur Vorhersage von maximalen Lade- und Entladeleistungen für die nächsten 15 Minuten ergänzt.

So stellt der Hybridspeicher Minutenreserve bereit:



Aktuell existieren keine Präqualifikationsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Speicherkapazität bei Batterien für die Minutenreserve.

Daher konnte die Präqualifikation der Speicher für Minutenreserve und somit eine tatsächliche Vermarktung der Batterien nicht durchgeführt werden. Allerdings wurden die Speicher genutzt,

um präqualifizierte Minutenreserve der Blockheizkraftwerke von HanseWerk Natur zusätzlich abzusichern.

Die Erlöse für die Vorhaltung der verschiedenen Regelleistungsprodukte weichen deutlich voneinander ab: Die Erbringung von Primärregelleistung ist mit Abstand die ertragreichste Einnahmequelle.

Jährliche Erlöse des Hybridspeichers am Regelleistungsmarkt*		
	Regelleistungspreise	Absolute Erlöse <sup>7</sup>
Positive Minutenreserve	635 €/MW	254 €
Negative Minutenreserve	6.812 €/MW	2.725 €
Positive Sekundärregelleistung	24.820 €/MW	9.928 €
Negative Sekundärregelleistung	7.250 €/MW	2.900 €
Primärregelleistung	127.853 €/MW	51.141 €

\* Hier am Beispiel des Jahres 2017

<sup>7</sup> Vermarktung von 0,4 MW bei 100 % Anlagenverfügbarkeit und 100 % Zuschlagswahrscheinlichkeit

## Wirtschaftlichkeit

### Decken die Erlöse die Investitions- und Betriebskosten?

Die erzielbaren Erlöse aus der Direktvermarktung der Erneuerbaren Energien sowie aus der Kurzfristvermarktung sind aktuell unzureichend für den wirtschaftlichen Betrieb eines Großbatteriespeichers.

Prinzipiell erzielen diese Vermarktungsoptionen moderate Erlöse und sollten ausreichend zur Deckung der jährlichen Betriebskosten für eine Lithium-Ionen-Batterie sein. Allerdings sind die erzielbaren Deckungsbeiträge unzureichend für die zuvor getätigten Investitionskosten.

Im Gegensatz dazu liegen die jährlichen Deckungsbeiträge für die Erbringung von Primärregelleistung aktuell in einem Bereich, der die Investitionskosten

für einen Lithium-Ionen-Batteriespeicher deckt. Für die anderen Regelleistungsarten ist keine ausreichende Wirtschaftlichkeit gegeben. Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Lithium-Ionen-Batterie wurden Referenz-Investitionskosten von 400.000 Euro für ein 0,5 MWh Speichersystem angenommen.

Die Break-Even Investitionskosten je Vermarktungsoption geben an, wie hoch - unter Annahme der jeweiligen Deckungsbeiträge je Vermarktungsoption - die Investitionskosten sein dürfen, um eine gewisse Renditeerwartung (in unserem Falle 5 %) zu erfüllen.

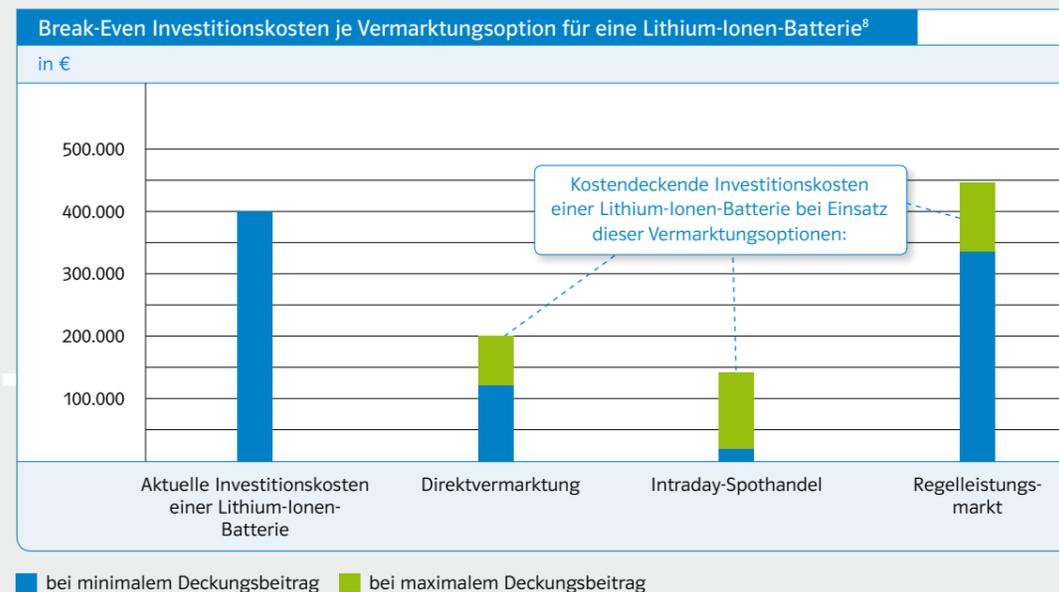
### Es wurden die Break-Even Investitionskosten für zwei Szenarien betrachtet.

Das Szenario „Minimaler Deckungsbeitrag“ geht von Betriebskosten in Höhe von 2,5 % der Investitionskosten aus. Das Optimierungspotential und die Teilnahme an den Spotmärkten wurde konservativ bewertet und es werden hohe Kosten für das Nachlademanagement im Falle der Primärregelleistung angenommen.

Das Szenario „Maximaler Deckungsbeitrag“ hingegen geht von Betriebskosten in Höhe von 1,5 % der Investitionskosten sowie einem optimierten Einsatz des Speichers an allen Spotmärkten von der Einzelstunden Day-Ahead-Auktion bis zum kontinuierlichen Intraday-Handel aus. Bei der Erbringung von Primärregelleistung nimmt das Szenario relativ geringe Kosten für das Nachlademanagement an.

Für einen wirtschaftlichen Einsatz eines Batteriespeichers auf den Strommärkten müssen die Investitions- und Betriebskosten deutlich gesenkt und die Dimensionierung des Speichersystems auf den konkreten Anwendungsfall hin optimiert werden. Im Falle der genannten Vermarktungsoptionen

unter Annahme heutiger Preisvolatilität wäre eine Halbierung der Investitionskosten notwendig, um einen wirtschaftlichen Betrieb eines Batteriespeichers zu ermöglichen. Langfristig ist diese Kostenreduktion voraussichtlich zwischen den Jahren 2030 und 2040 erreichbar.



<sup>8</sup> Unter Annahme eines Kalkulationszinssatzes von 5 % sowie einer Betriebsdauer von 20 Jahren.

## Ausblick

### Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern

Das Projekt SmartRegion Pellworm hat in den letzten sieben Jahren gezeigt, dass Batteriespeicher sowohl technisch in der Lage sind die schwankende Stromspeisung aus Erneuerbaren Energien auszugleichen, als auch die notwendigen Voraussetzungen besitzen, um in einem konsequenten Regelbetrieb an den etablierten Strommärkten teilzunehmen. Damit ist das Projekt zu einem weiteren wichtigen Baustein auf dem Weg zu einer erfolgreichen Energiewende geworden.

Nach Abschluss der Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen im Rahmen von SmartRegion Pellworm 2.0 sehen wir diese Technologie auf einem guten Weg – auch wenn derzeit die Preisvolatilität auf den Kurzfristmärkten noch nicht groß genug bzw. die Investitionskosten für Batteriespeicher noch zu hoch sind, um einen forschungsunabhängigen und somit wirtschaftlichen Betrieb der Großbatterien zu realisieren.

Es ist zu erwarten, dass der weiter steigende Zubau von Wind- und PV-Anlagen sowie der dadurch folgende Rückbau von konventionellen Kraftwerken dazu führen wird, dass die Preisdifferenzen an den Märkten weiter ansteigen. Im Angesicht von gleichzeitig fallenden Batteriepreisen sowie einer zu erwartenden Leistungssteigerung der Anlagen wird die Wirtschaftlichkeit der Vermarktung von Batteriespeichern an den Spotmärkten langfristig weiter steigen.

Ein Blick auf die Preisentwicklung der Windkraftanlagentechnik zeigt uns, in welchen kurzen Zeiträumen sich solch einschneidende Veränderungen vollziehen können.

Die HanseWerk-Gruppe wird daher über das Projektende von SmartRegion Pellworm 2.0 hinaus und trotz des Abbaus der technisch durch das Projekt stark beanspruchten Versuchsanlage weiterhin an dem Thema Stromspeicherung mittels Batterien festhalten. Dies umfasst neben Anwendungen für Großbatterien auch Anwendungen für kleinere Batterien zur optimierten Eigenstromversorgung und Anwendungen im Industriebereich, um beispielsweise starke Leistungsschwankungen auszugleichen.

In Hinblick auf den Zubau von großen Windenergieanlagen werden in Zukunft aber neben Speichern für eine schnelle und kurzfristige Einspeicherung von großen Leistungsspitzen, wie es durch die Lithium-Ionen-Batterie möglich ist, vor allem Langzeitspeicher notwendig sein.

#### Der Grund:

Wir müssen in der Lage sein, große Energiemengen über einen längeren Zeitraum einzuspeichern, wie es beispielsweise bei einem starken Windaufkommen notwendig ist. Eine derartige Langzeitspeicherung kann auch mittels Batterieanwendungen wie der getesteten Redox-Flow-Batterie gelingen.

Hier muss der Blick aber noch stärker auf die Sektorenkopplung gelenkt werden: Dabei wird der überschüssige Strom durch elektro-(chemische) Prozesse in Wärme, Gas oder Mobilität umgewandelt. Insbesondere das Gasnetz stellt hierbei einen idealen Speicher dar, da es eine lokal unabhängige und zeitlich flexible Speicherung ermöglicht.



# Impressum

## Herausgeber und Ansprechpartner für Ihre Fragen zum Projekt

HanseWerk AG  
Schlesweg-HeinGas-Platz 1  
25450 Quickborn  
T 0 41 06-6 48 90 13  
presse@hansewerk.com

[www.hansewerk.com](http://www.hansewerk.com)  
[www.smartregion-pellworm.de](http://www.smartregion-pellworm.de)



## In Kooperation mit

