

# X-SMARTWIND: ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZUNG BEI DER WAHL VON SPEICHERTECHNOLOGIEN FÜR WINDPARKS

Lukas Krohn (\*), Petrit Vuthi

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizient, Alexanderstraße 1, 20099 Hamburg, Tel.: +49 40 52875-5818|5830, {Lukas.Krohn|Petrit.Vuthi}@haw-hamburg.de, www.haw-hamburg.de/cc4e

**Kurzfassung:** Speichertechnologien am Windpark können technisch dazu beitragen, die stark volatile Stromerzeugung besser in das Energiesystem einzubinden als es aktuell der Fall ist. Bei der Vielzahl an Speichertechnologien stellt sich die Frage, welche Technologie für einen Einsatz am Windpark vorteilhaft ist. Mit dieser Fragestellung befasst sich das Forschungsprojekt „X-SmartWind“. Wird der Einsatz von Speichertechnologien am Windpark betriebswirtschaftlich betrachtet, muss das Fazit gezogen werden, dass ein Einsatz aktuell unwirtschaftlich ist. Demgegenüber steht der hohe volkswirtschaftliche Schaden, der durch die Ausgleichszahlung von abgeregelter Energie durch Einspeisemanagement-Maßnahmen entsteht. Ergebnisse dieses Beitrags zeigen jedoch, dass sinkende Batteriespeicherkosten oder höhere Wasserstoffpreise Speichertechnologien an Windparks wirtschaftlich machen.

**Keywords:** Windpark, Speichertechnologien, Batteriespeicher, Elektrolyse, Lineare Optimierung

## 1 Einleitung

Die Energiewende ist eine prioritäre Zukunftsaufgabe der Bundesregierung, hat besondere gesellschaftliche Relevanz und prognostiziert außerordentliches wirtschaftliches und wissenschaftliches Potential. Für eine erfolgreiche Realisierung sind innovative Lösungen in technologischer, ökonomisch-marktwirtschaftlicher und gesellschaftlicher Dimension zur ganzheitlichen Transformation des Energiesystems notwendig.

Der strukturelle Wandel der Energieversorgung von zentraler zu dezentraler, von konventioneller zu regenerativer und von kontinuierlicher zu fluktuierender Erzeugung muss system- und versorgungssicher realisiert werden, um die immer größer werdenden Probleme im Energiemanagement bzw. Transport, insbesondere durch Überlastung der Netze, zu lösen. Ein hoher Bedarf an Lösungen zur Systemintegration von EE-Erzeugern ist erkennbar.

In der Windenergie stehen diese Themen noch am Anfang. Die bisherigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bei Projektierung und Planung von Windparks liegen in der Einspeisung von Wirkenergie in das Netz und Fragestellungen der Systemintegrationen werden nur bedingt berücksichtigt. Entscheidend für die Lukrativität eines Windparks ist die prognostizierte Windgeschwindigkeit am geplanten Windparkstandort. Dieses führt dazu, dass eine hohe Erzeugungsdichte, z.B. in Schleswig-Holstein oder auch Niedersachsen vorliegt. Aufgrund geringer Last in den Regionen und wetterbedingt entstehen Kapazitäten, welche die

Verteil- und Transportnetze immer stärker überschreiten, wodurch Abregelungen der grenzkostenfreien Erzeugung gemäß der Einspeise-Management-Verordnung (EinsMan) entstehen. Dies hat derzeit noch keine betriebswirtschaftlichen Konsequenzen für den Anlagenbetreiber, da dieser auch abgeregelte Energiemengen vergütet bekommt. Dennoch entsteht ein volkswirtschaftlicher Schaden. Wenn davon ausgegangen wird, dass die EinsMan-Regelung nicht mehr vergütet wird, müssten diese Fehlmengen viel stärker in der Projektierung und Planung eines Windparks berücksichtigt werden, wodurch Fragestellungen wie Systemintegration und Systemdienstleistung einen höheren Stellenwert bekommen.

## 1.1 Projektvorstellung X-Energy/X-SmartWind

Hauptverantwortlich für den Auf- und Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere in der Windenergie, sind Unternehmen, die für die Projektentwicklung, die Planung, den Bau und den Betrieb tätig sind.

In der Projektabwicklung von Windparks wurde die Herausforderung der Systemintegration nur geringfügig berücksichtigt. Der Umbau des Energiesystems verlangt zukünftig jedoch, dass die Fragen der Netz- und Systemintegration bzw. der Netzinfrastruktur bei einer konkreten Standortplanung stärker zu berücksichtigen sind. Während heute noch die Standortattraktivität durch die Windausbeute bestimmt wird, werden künftig neue Faktoren aus Sicht des Gesamtsystems neue Potenziale bieten. Diese sind:

- Auswirkungen auf die Netzengpass-Problematik und Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen
- Bereitstellung von Regelenergie
- Bereitstellung von Momentanreserve
- Nähe zu Großverbrauchern und/oder Speichern im Kontext von Microgrids

Durch Berücksichtigung dieser Faktoren wird die Standortauswahl und -planung künftig deutlich komplexer. Allerdings ergeben sich dadurch auch neue Chancen für neue Geschäftsfelder und damit die Erweiterung des Geschäftsportfolios von Projektierungsunternehmen. Konkret wären diese: Die Vermarktung von Erzeugungsleistung plus Demand Side Management und Speicherleistung, die Möglichkeit zur Bildung und Vermarktung virtueller bzw. Kombi-Kraftwerke und die Erschließung des Regelenergiemarktes.

An dieser Herausforderung arbeiten die HAW-Hamburg und eines der führenden deutschen Projektentwicklungsunternehmen die WKN GmbH im Forschungsprojekt X-SmartWind vom Großprojekt X-Energy [1]. Ziel des Projektes ist die systematische Analyse der oben genannten Einflussfaktoren auf die Projektierung eines Windparks. Darauf aufbauend die Entwicklung von Methoden zur Berücksichtigung der identifizierten Einflussfaktoren in der Projektierung und die Entwicklung von Planungswerkzeugen, welche die systematische Anwendung der entwickelten Methoden innerhalb der Projektierung und Planung von Windparks ermöglichen.

## 1.2 Aufgabenstellung

Es wird untersucht, ob der monetäre Gewinn eines Windparks durch Speicher- und/oder Umwandlungstechnologien gesteigert werden kann.

## 2 Methodik

Für die Entscheidungsunterstützung bei der Wahl von Speicher- oder Umwandlungstechnologien in Windparks wird aus der Operations-Research (Unternehmensforschung) [2] auf Lineare Optimierung zurückgegriffen. Operations-Research nutzt mathematische Methoden, um betriebswirtschaftliche Fragestellungen wie beispielsweise Investitionsplanungsprobleme zu beantworten [3]. Die Fragestellung, ob mit Speicher- oder Umwandlungstechnologien der Gewinn eines Windpark optimiert werden kann, und wenn mit welcher, kann als ein Investitionsplanungsproblem verstanden werden.

Zur Lösung des Problems werden funktionale Zusammenhänge, restriktiv wirkende Daten, Handlungsmöglichkeiten und Zielgrößen ermittelt und quantifiziert. Die funktionalen Zusammenhänge und restriktiv wirkenden Daten werden in der Linearen Optimierung durch Nebenbedingungen (Restriktionen) abgebildet. Aus den Handlungsmöglichkeiten werden Variablen abgeleitet, die in den Restriktionen und in der Zielfunktion wiederzufinden sind. Die Zielfunktion beschreibt den Zusammenhang zwischen Variablen und der Zielgröße, die es zu optimieren gilt. In der Linearen Optimierung besteht stets die Möglichkeit die Zielgröße zu minimieren oder zu maximieren. [3]

In diesem Fall beschreibt die Zielgröße den monetären Gewinn des Windparks, wobei dieser maximiert werden soll. Der fiktive Windpark kann ausschließlich Erlöse durch Intraday- und Day-Ahead-Auktionen an der EPEX sowie durch den Wasserstoffverkauf erzielen. Der Erlös durch den Verkauf von Wasserstoff ist primär davon abhängig, ob ein Elektrolyseur als Umwandlungstechnologie berechnet wird. Den Erlösen stehen die Kosten für die Speicher- und oder Umwandlungstechnologie gegenüber. In der Zielfunktion wird die Summe der Kosten von der Summe der Erlöse subtrahiert, was zu der Zielgröße, dem monetären Gewinn, führt. Die Zielfunktion ist nachstehend mit den Variablen in (1) dargestellt:

$$Z(\vec{x}_{ID}, \vec{x}_{DA}, \vec{x}_{H2}, b_c, e_c) = E_{ID, \text{sum}}(\vec{x}_{ID}) + E_{DA, \text{sum}}(\vec{x}_{DA}) + E_{H2, \text{sum}}(\vec{x}_{H2}) - K_S(b_c, e_c) \quad (1)$$

Dabei ist

$Z(\dots)$	monetärer Gewinn des Windparks, Zielgröße
$\vec{x}_{ID}$	verkaufte Energie am Intraday-Markt
$\vec{x}_{DA}$	verkaufte Energie am Day-Ahead-Markt
$\vec{x}_{H2}$	verkaufter Wasserstoff
$b_c$	Kapazität des Batteriespeichers
$e_c$	Leistung des Elektrolyseurs
$E_{ID, \text{sum}}$	Summe der Erlöse am Intraday-Markt
$E_{DA, \text{sum}}$	Summe der Erlöse am Day-Ahead-Markt
$E_{H2, \text{sum}}$	Summe der Erlöse des Wasserstoffverkaufs
$K_S$	Annuitäten der Speichertechnologien

Die Dimensionen von Speicher- und Umwandlungstechnologien werden durch Variablen beschrieben und sind neben der Zielgröße ein weiteres wichtiges Ergebnis der Linearen Optimierung. Ebenfalls sind die verkauften elektrischen Energien am Intraday (ID) - und Day-Ahead (DA) -Markt und der verkaufte Wasserstoff Variablen, welche die Handlungsmöglichkeiten abbilden.

Die Nebenbedingungen beschreiben beispielsweise betriebswirtschaftliche Zusammenhänge wie den Verkauf von elektrischer Energie oder Wasserstoff mit erzieltm Erlös oder die Investition in Speicher- und Umwandlungstechnologie mit entstehenden Kosten. Die Nebenbedingungen beschreiben restriktiv, dass die ein- und auszuspeisende elektrische Energie von den Variablen der Speicher- und Umwandlungstechnologien abhängt. Technische Eigenschaften wie der Wirkungsgrad oder der C-Koeffizient einer Batterie sowie physikalische Zusammenhänge wie die Energiebilanz werden ebenfalls in den Nebenbedingungen abgebildet.

um saisonale Schwankungen ausgleichen zu können, beträgt die Betrachtungsdauer der Optimierung ein Jahr. Als Speicher- bzw. Umwandlungstechnologie werden derweil Lithium-Ionen-Batteriespeicher und Elektrolyseure berücksichtigt. Die Kosten der Technologien [4] [5] werden nach VDI 2067 [6] in Annuitäten umgerechnet, damit diese den jährlichen Erlösen in der Zielfunktion gegenübergestellt werden können.

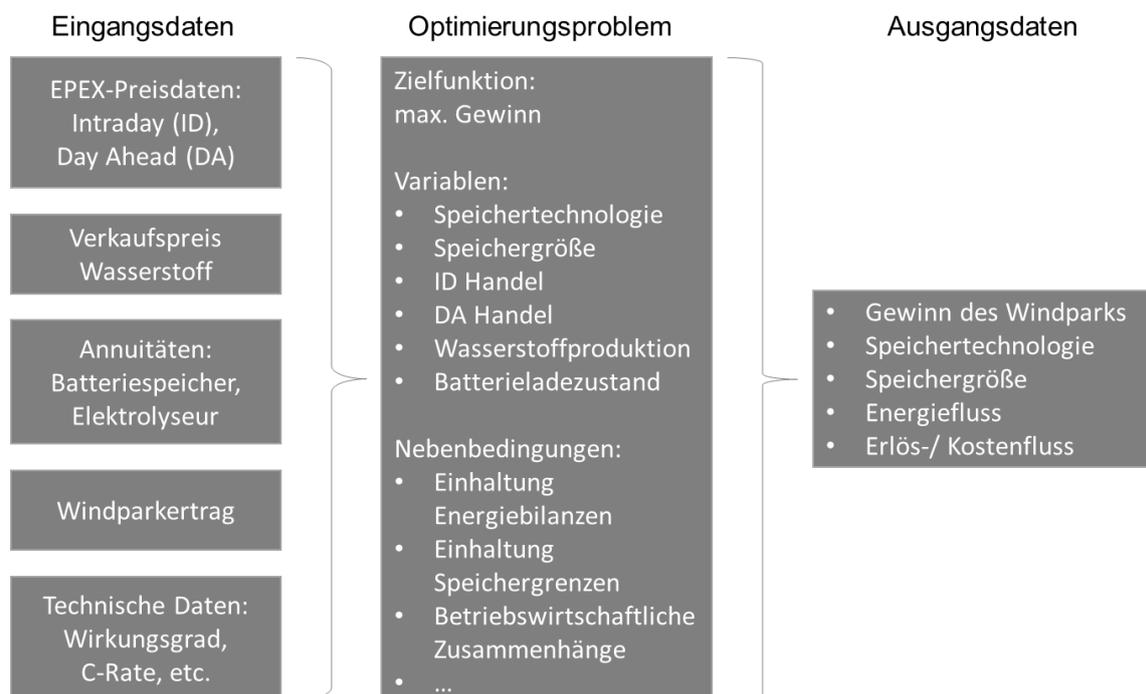


Abbildung 1 Input und Output des Optimierungstools sowie wichtige Variablen und Nebenbedingungen

Das Lineare Optimierungsproblem ist mit dem Python Paket Pyomo (**Python Optimization Modeling Objects**) modelliert [7]. Abbildung 1 beschreibt, welche Eingangsdaten das programmierte Optimierungsproblem benötigt und welche Informationen die Ausgangsdaten liefern.

Im Weiteren wird untersucht, wie sich Änderungen der Eingangsdaten auf die Ausgangsdaten auswirken. Dafür werden vier Eingangsdaten mit jeweils drei verschiedenen Werten belegt werden, wodurch 81 Kombinationen entstehen.

### 3 Annahmen und Eingangsdaten

Die Kosten für den Windpark werden in der Optimierung nicht berücksichtigt, da nur der wirtschaftliche Einsatz von Speichertechnologien untersucht wird und nicht der wirtschaftliche Erfolg des Windparks. In dem Tool werden keine EEG-Förderungen und Umlagen betrachtet, um den wirtschaftlichen Einsatz von Speichertechnologien ohne geltende Auflagen des Erneuerbaren-Energie-Gesetz zu untersuchen. Jedoch ist es den Speichertechnologien im Windpark untersagt, elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz zu beziehen, weil damit die „Grünstromgarantie“ bzw. „Grünwasserstoffgarantie“ verloren gehen würde.

Das kleinste Zeitintervall im Modell entspricht 15 Minuten, weil dies dem kleinsten Handelsblock am Intraday-Markt entspricht [8]. Die am Day-Ahead-Markt verkaufte Energie wird in Stunden-Blöcken gehandelt [8]. Aufgrund von Startzeiten von mehreren Minuten wird in dem Modell angenommen, dass die Elektrolyse nur im Stundenintervall elektrische Energie aufnehmen kann [4].

Für die Berechnung der Erlöse am Intraday- und Day-Ahead-Markt sind Preisdaten der EPEX [9], für die Jahre 2016 bis 2018 sowie ein konstanter Wasserstoffverkaufspreis [10] hinterlegt. Die Verteilungen der Day-Ahead und Intraday Preise in Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen, dass der Durchschnittspreis in beiden Märkten von 2016 bis 2018 angestiegen ist, was Auswirkung auf die Wahl der Speichertechnologie hat, wie in Kapitel 5 zu sehen ist.

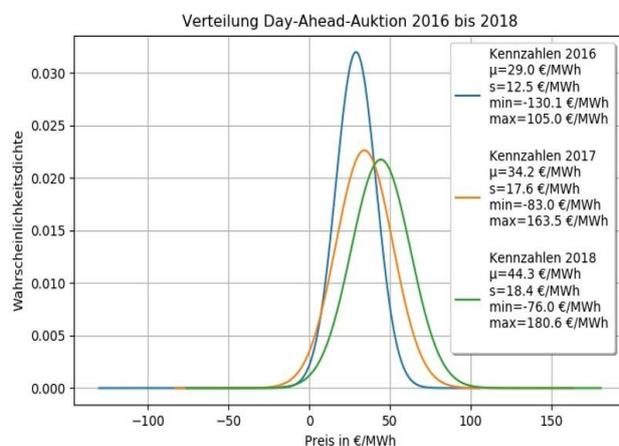


Abbildung 2 Verteilung der Day-Ahead-Preise an der EPEX von 2016, 2017 und 2018

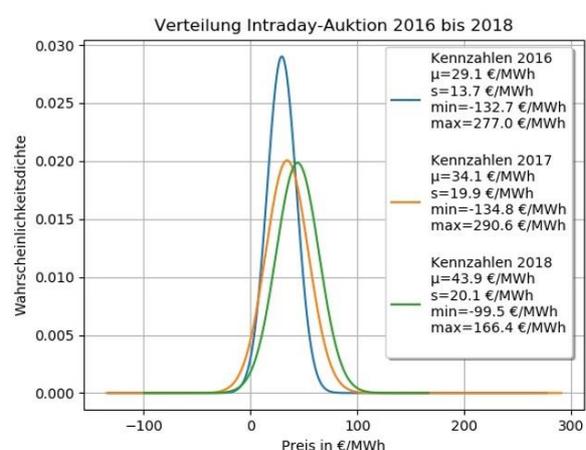


Abbildung 3 Verteilung der Intraday-Preise an der EPEX von 2016, 2017 und 2018

Die Windparkleistung wird mittels hinterlegten Windgeschwindigkeiten [11] und der spezifischen Leistungskurve der Nordex N117/2400 Gamma Anlage [12] berechnet. Die hinterlegten Windgeschwindigkeiten beschreiben gemittelte Stundenwerte für die Jahre 2016 bis 2018 für den Standort Hamburg-Fuhlsbüttel. Die Windgeschwindigkeiten werden nach Hellmann [13] auf eine Nabenhöhe von 120 m umgerechnet. In Abbildung 4 ist die Weibullverteilung der hinterlegten Windgeschwindigkeiten dargestellt. Es ist aus den Verteilungen abzulesen, dass 2016 das windschwächste Jahr war mit einem Mittelwert der Windgeschwindigkeit von 4,9 m/s. 2017 bildet das windstärkste Jahr mit einem Mittelwert von

5,2 m/s ab. Das Jahr 2018 war etwas schwächer als 2017 mit einem Mittelwert von 5,1 m/s. Nach [14] war 2016 ein windschwaches Jahr, 2017 ein durchschnittliches Windjahr und 2018 leicht unterdurchschnittliches Windjahr. Diese Aussagen decken sich ebenfalls mit den Windverteilungen in Abbildung 4. Mit den hinterlegten Windgeschwindigkeiten und der Leistungskurve werden ca. 3.000 Volllaststunden erreicht, was einen Windparkstandort in Küstennähe entspricht [13].

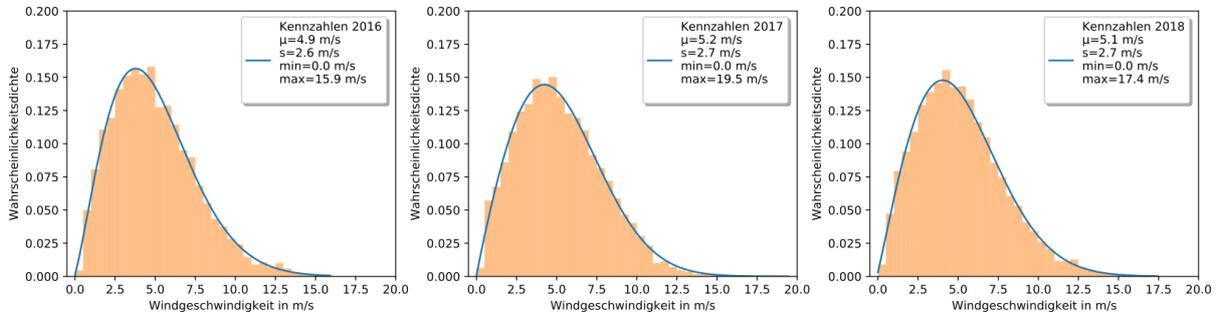


Abbildung 4 Weibullverteilung der hinterlegten Windgeschwindigkeiten für die Jahr 2016, 2017 und 2018

Die spezifischen Kosten für Batteriespeicher können mit einer Potenzfunktion abgebildet werden. Diese beschreibt, dass der Investitionsaufwand je Kilowattstunde mit steigender Batteriespeicherkapazität abnimmt. In Abbildung 5 werden die nach [15] und [5] angenommenen spezifischen Kosten sowie die berechneten Annuitäten dargestellt.

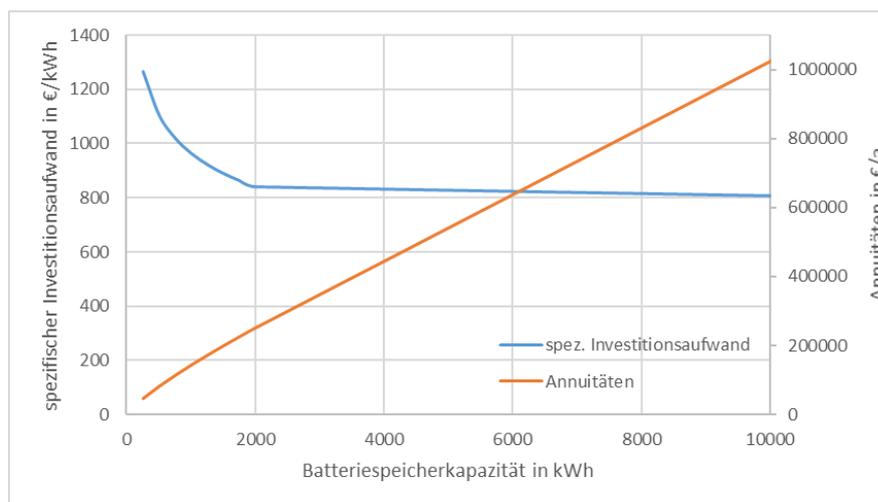


Abbildung 5 Spezifischer Investitionsaufwand und Annuitäten für Batteriespeicher

Aufgrund von mangelnder Datengrundlage werden für die Elektrolyse konstante spezifische Kosten von 1470 €/kW [4] und konstante Annuitäten von 114 €/(kW a) angenommen.

## 4 Überprüfung des Optimierungstools

Die Ergebnisse des Optimierungstool beinhalten die Zielgröße, den monetären Gewinn des Windparks pro Jahr, die Variable der Batteriespeicherkapazität sowie der Elektrolyseleistung. Diese werden als CSV-Datei gespeichert. Zudem wird für jede Viertelstunde die im Windpark produzierte Energie und die in die Batterie ein- und ausgespeiste Energie sowie für jede Stunde die in den Elektrolyseur fließende Energie aufgelistet und gespeichert. Ebenfalls werden die Variablen, die die stündliche und viertelstündliche Stromvermarktung am Day-

Ahead und Intraday-Markt beschreiben in den CSV-Dateien geschrieben. Somit werden alle relevanten Energie-, Kosten- und Erlösflüsse in CSV-Dateien gespeichert.

Anhand der Daten wird das Optimierungsergebnis auf Plausibilität überprüft. Es wird untersucht, ob alle viertelstündlichen und stündlichen Energiebilanzen, alle Lade- und Entladeströme, die Speicherkapazität und die Elektrolyseleistung eingehalten werden.

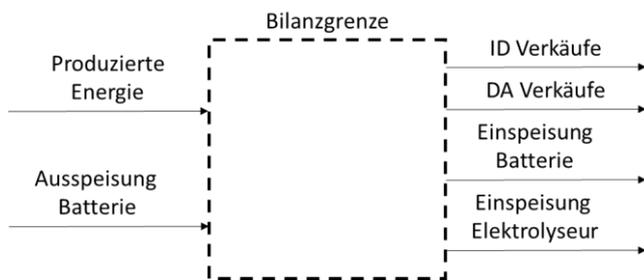


Abbildung 6 Vorzeichenkonvention für die Energiebilanz

Es wird definiert, dass die vom Windpark produzierte Energie sowie die ausgespeiste Energie der Batterie in die Bilanzgrenze eintreten und die Energie für den ID und DA-Markt, den Elektrolyseur sowie die eingespeiste Energie in die Batterie aus der Bilanzgrenze austreten. Die austretenden Energien werden mit einem negativen Vorzeichen versehen.

Mit dieser Vorzeichenkonvention werden die Energiebilanzen für alle Stunden- und Viertelstundenintervalle gebildet. Die Energiebilanzen müssen null entsprechen, damit sie ausgeglichen sind.

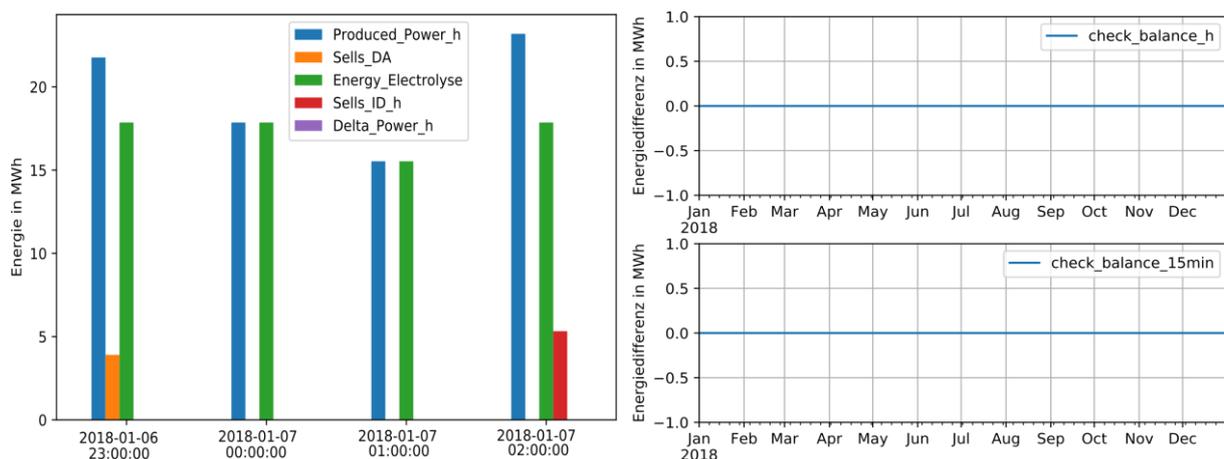


Abbildung 7 Links: Balkendiagramm mit einzelnen Energieflüssen zur Überprüfung der Energiebilanz, oben rechts: Energiedifferenz der Energiebilanz für das Stundenintervall, unten rechts: Energiedifferenz der Energiebilanz für das Viertelstundenintervall

Im Balkendiagramm der Abbildung 7 sind die auftretenden Energieflüsse dargestellt. Von der produzierten Energie, welche in blau dargestellt ist, werden sämtliche dargestellte Energien subtrahiert, weil es sich ausschließlich um aus der Bilanzgrenze austretende Energien handelt. In dem Zeitraum von 23:00 bis 00:00 Uhr werden im Windpark 21,8 MWh elektrische Energie erzeugt, wovon 3,9 MWh am DA-Markt verkauft werden und 17,9 MWh in den Elektrolyseur fließen. Die Summe aus verkaufter Energie und in den Elektrolyseur fließender Energie entspricht der produzierten Energie, womit die Energiebilanz ausgeglichen ist. Der Energieausgleich ist auch für die drei weiteren Stundenintervalle gegeben. Im oberen rechten Graphen ist die Energiedifferenz der Energiebilanz für jede Stunde dargestellt. Weil die Energiedifferenz für das ganze Jahr null ist, kann behauptet werden, dass die Energiebilanz für jede Stunde im Jahr eingehalten wird. Der untere Graph stellt die Energiedifferenz der Energiebilanz für die Viertelstundenintervalle dar. Es ist ebenfalls ersichtlich, dass die

Energiedifferenz für das ganze Jahr null entspricht, was die Einhaltung der Energiebilanz im Viertelstundenintervall zeigt.

In dem Optimierungstool wird der C-Koeffizient als technische Größe für den Batteriespeicher hinterlegt. Der C-Koeffizient beschränkt die elektrische Energie, die in einem Zeitintervall in

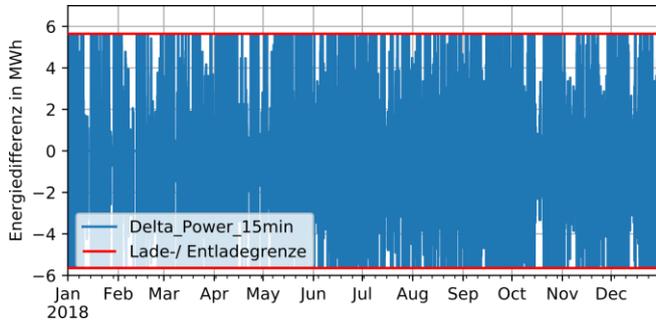


Abbildung 8 Ein-/ ausgespeiste Energie sowie Ladegrenzen des Batteriespeichers

die Batterie ein- oder ausgespeist werden kann. In Abbildung 8 wird die elektrische Energie dargestellt, die in einer Viertelstunde in die Batterie ein- und ausgespeist wird. Die Lade-/Entladegrenze berechnet sich, wie in (2) abgebildet, aus der Batteriekapazität, den C-Koeffizienten und dem betrachteten Zeitintervall. Im dargestellten Fall beträgt die Batteriekapazität 5,7 MWh, der C-

Koeffizient 4C und das betrachtete Zeitintervall eine Viertelstunde, woraus sich eine Ladegrenze von 5,7 MWh ergibt. Die Abbildung 8 zeigt, dass in jeder Viertelstunde die Lade- und Entladegrenzen eingehalten werden.

$$\text{Lade-/Entladegrenze} = \text{Batteriespeicherkapazität} * \text{C-Koeffizient} * \text{Zeitintervall} \quad (2)$$

Die im Tool berechnete Variable *Batteriespeicherkapazität* limitiert das Maximum des Speicherfüllstands. Minimum ist auf null beschränkt. Der Batteriespeicherstand darf sich während eines Jahres nur innerhalb dieser Grenzen bewegen. Die Abbildung 9 zeigt, dass der Speicherfüllstand im ganzen Jahr unterhalb der Batteriespeicherkapazität von 5,7 MWh und oberhalb von null liegt. Die Leistung des Elektrolyseurs verhält sich analog zur Batteriespeicherkapazität. Sie ist eine Variable im Optimierungstool und beschreibt sowie limitiert die Wasserstoffproduktion. Mittels des Wirkungsgrads der Elektrolyse und einem definierten Zeitintervall wird die maximal aufnehmbare elektrische Energie berechnet. Die Formel ist in (3) dargestellt. Die in den Elektrolyseur fließende Energie muss zwischen null und der maximal aufnehmbaren elektrischen Energie liegen. In Abbildung 10 ist die elektrische Energie, die in den Elektrolyseur fließt in blau dargestellt und die Energieaufnahmegrenzen des Elektrolyseurs rot. Die Energieaufnahmegrenze liegt in dem Fall bei 17,9 MWh. Die Grafik macht sichtbar, dass die Grenzen für jedes Zeitintervall eingehalten werden.

$$\text{Aufnehmbare Energie} = \text{Elektrolyseleistung} * \text{Wirkungsgrad} * \text{Zeitintervall} \quad (3)$$

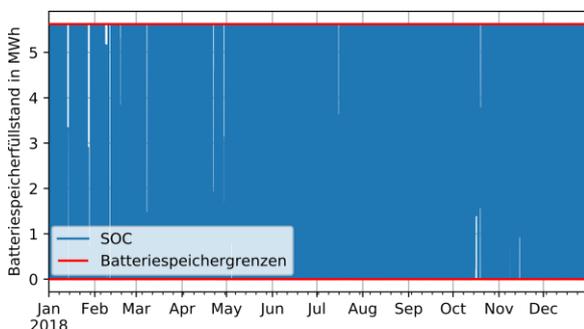


Abbildung 9 Batteriespeicherstand mit Einhaltung der Batteriespeichergrenze

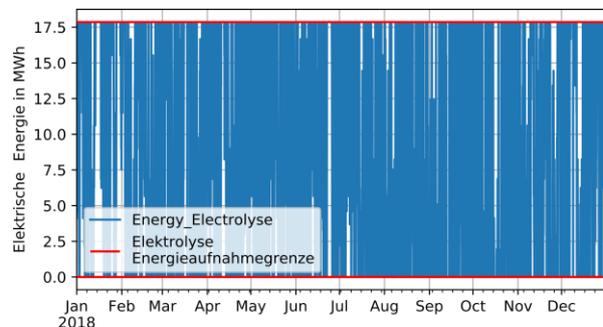


Abbildung 10 Elektrische Energie für die Elektrolyse und Grenze der Energieaufnahme der Elektrolyse

## 5 Variation der Eingangsdaten

Es wird untersucht, wie sich Änderungen der Eingangsdaten auf die Ausgangsdaten auswirken. Dafür werden die Kosten der Lithium-Ionen-Batteriespeicher und der Verkaufspreis von grünem Wasserstoff nach prognostizierter Kosten- und Preisentwicklung variiert [16] [10]. Ebenfalls wird die Windparkleistung variiert, um Auswirkungen von der Windparkgröße untersuchen zu können. Zudem wird die Optimierungsrechnung jeweils für die Jahre 2016, 2017 und 2018 durchgeführt. Mit der Variation der Jahre ändern sich die EPEX-Preisdaten sowie die Windgeschwindigkeiten, wodurch unterschiedliche Windjahre [14] abgebildet werden. In der Analyse wird jeder der vier zu variierenden Parameter mit drei unterschiedlichen Werten belegt, woraus sich 81 ( $3^4$ ) Kombinationen ergeben. Die Parameter und Werte der Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Kombinationen der Eingangsdaten

Parameter	Jahr	Windparkleistung	Teiler Batteriekosten	Verkaufspreis Wasserstoff
Parameterwert	2016	10 MW	1	60 €/MWh = 1,80 €/kg H <sub>2</sub>
	2017	20 MW	2	100 €/MWh = 3,00 €/kg H <sub>2</sub>
	2018	30 MW	3	140 €/MWh = 4,20 €/kg H <sub>2</sub>

Pro Jahr bildet eine Kombination die aktuellen Kosten und Preise ab, woraus abgeleitet werden kann, ob Speicher- bzw. Umwandlungstechnologien zum aktuellen Zeitpunkt vorteilhaft oder nachteilig sind. Der Parameter Teiler Batteriekosten beschreibt die Variation der Batteriekosten. Als Ausgang werden die Batteriekosten aus Abbildung 5 angenommen und durch den Parameter Teiler Batteriekosten dividiert. Der Parameter Teiler Batteriekosten = 1 beschreibt damit die aktuellen Batteriekosten, der Parameter Teiler Batteriekosten = 2, beschreibt die Hälfte der aktuellen Batteriekosten usw.

Ergebnisse der Optimierungen zeigen, dass nur Batteriespeicher ausgewählt werden, wenn die Batteriekosten 1/3 der aktuellen Kosten entsprechen. In den anderen Szenarien übersteigt der Investitionsaufwand den zusätzlichen Erlös, der die Batterie einbringen würde, somit ergibt sich für die optimale Batteriespeicherkapazität 0 kWh. In Abbildung 11 werden die berechneten Leistungen und Kapazitäten der Elektrolyse und Batteriespeicher dargestellt.

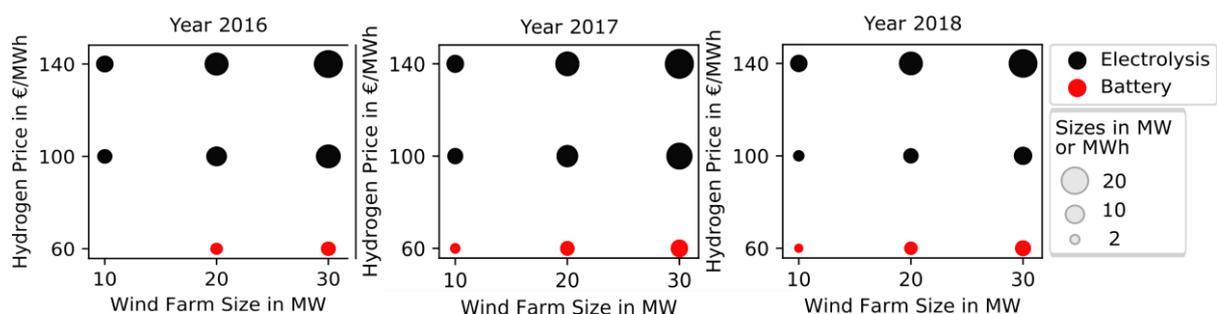


Abbildung 11 Dimensionierung der Speichertechnologie nach dem Optimierungstool bei Teiler der Batteriekosten = 3

Die Farbe der Kreise beschreibt die Technologie und der Durchmesser die Dimension. Die dargestellten Szenarien beschreiben einen Teiler der Batteriekosten von 3. Mit der Ausnahme des Jahres 2016 und der Windparkleistung von 10 MW werden in allen Jahren bei dem niedrigsten Wasserstoffpreis von 60 €/MWh Batteriespeicher ausgewählt. Die Dimensionen steigen mit der Windparkleistung. Der Anstieg ist plausibel, weil mit steigender Windparkleistung mehr Energie zur Speicherung zur Verfügung steht. Die Ausnahme im Jahr 2016 und der Windparkleistung von 10 MW kann damit begründet werden, dass der Durchschnittspreis und die Standardabweichung an der EPEX 2016 niedriger waren als in den Jahren 2017 und 2018. Der niedrige Durchschnittspreis und die niedrige Standardabweichung sorgen dafür, dass die zusätzlichen Erlöse niedriger ausfallen und damit den Investitionsaufwand nicht überschreiten. Zudem beschränkt die niedrige Windparkleistung von 10 MW die speicherbare Energie. Bei einer Windparkleistung von 20 MW wird ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 3 MWh berechnet. Der Anstieg der Kapazität kann dadurch begründet werden, dass die spezifischen Kosten mit steigender Batteriespeicherkapazität fallen, wie in Abbildung 5 ersichtlich ist. Somit liegt der Investitionsaufwand in dem Szenario unter den zusätzlichen Erlös, was eine Gewinnsteigerung mit sich führt.

Ebenfalls zeigen die Ergebnisse der Analyse, dass die Elektrolyse erst ausgewählt wird, wenn der Wasserstoffpreis mindestens 100 €/MWh entspricht. Zudem kann für die drei Variationen der Batteriekosten gesagt werden, dass sie keine Auswirkung auf die Elektrolyseleistung haben. Dementsprechend ist die berechnete Elektrolyseleistung bei dem Teiler Batteriekosten 1, 2 und 3 identisch. Abbildung 11 zeigt, dass die Elektrolyseleistung mit dem Wasserstoffpreis und der Windparkleistung zunimmt. Die Zunahme mit der Windparkleistung kann dadurch erklärt werden, dass mehr Energie für die Einspeisung zur Verfügung steht. Der Anstieg mit dem Wasserstoffpreis ist damit zu begründen, dass in mehreren Viertelstunden der Verkauf von Wasserstoff lukrativer ist als der Verkauf von elektrischer Energie am ID-Markt, wodurch die Elektrolyseleistung steigt. Bei einem Wasserstoffpreis von 100 €/MWh fällt für jede Windparkgröße die Elektrolyseleistung in dem Jahr 2018 kleiner aus als in den Jahren 2016 und 2017. Das kann mit der EPEX Preisverteilung in Abbildung 2 und Abbildung 3 begründet werden. Im Jahr 2018 ist die Wahrscheinlichkeit einen Preis von 65 €/MWh ( $100 \text{ €/MWh H}_2 \cdot \text{Wirkungsgrad Elektrolyseur}$ ) oder mehr am ID-Markt zu erwirtschaften höher als in 2017 und 2016 was zur Folge hat, dass mehr elektrische Energie am Markt verkauft wird und weniger in die Elektrolyse fließt, was Auswirkung auf die Dimensionierung hat.

Die Analyse als auch die Abbildung 11 zeigt, dass in keinem Szenario mehrere Technologien ausgewählt werden. Das bedeutet, dass eine Kombination von mehreren Speichertechnologien an einem Windpark kein optimales wirtschaftliches Ergebnis liefert.

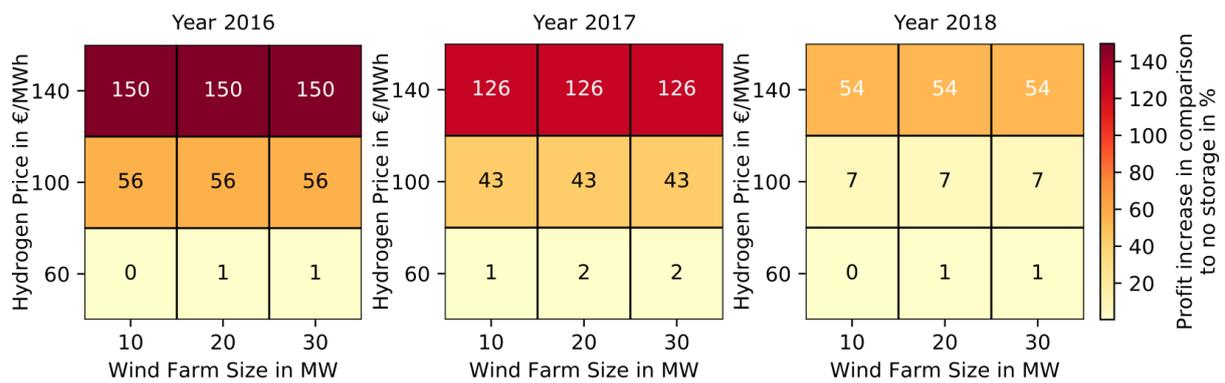


Abbildung 12 Prozentuale Steigerung des Gewinns bezogen auf den Gewinn eines Windparks im selben Jahr ohne Batteriespeicher oder Elektrolyseur, Teiler Batteriekosten = 3

Die Abbildung 12 beschreibt den prozentualen Anstieg des Gewinns eines Windparks mit optimalem Speicher bezogen auf den Gewinn eines Windparks ohne Speichertechnologie. Die dargestellten Szenarien entsprechen denselben Szenarien wie in Abbildung 11. Somit entsprechen die optimalen Speicher den Speichern aus Abbildung 11. Es ist erkennbar, dass der Einsatz von Batteriespeichern nur einen minimalen Anstieg des Gewinns eines Windparks mit sich bringt. Der Anstieg bewegt sich zwischen 0,3% (2018, 10 MW, 60 €/MWh H<sub>2</sub>) und 2,3% (2017, 30 MW, 60 €/MWh H<sub>2</sub>). Der niedrige Anstieg kann damit erklärt werden, dass der zusätzliche Erlös durch das Zwischenspeichern von Energie, um die Energie zu einem lukrativeren Zeitpunkt verkaufen zu können, nur minimal über den Investitionsaufwand der Batteriespeicher liegt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Batteriespeicherkosten in den Szenarien bereits nur 1/3 der aktuellen Batteriespeicherkosten entsprechen. Im Jahr 2018 und bei einem Wasserstoffpreis von 100 €/MWh (3,00 €/kg H<sub>2</sub>) liegt die Steigerung des Gewinns mit optimaler Elektrolyseleistung gegenüber einem Windpark ohne Elektrolyseur bei 7%. Im Jahr 2018 liegen weniger EPEX-Preise unter den Grenzpreis von 65 €/MWh H<sub>2</sub> als 2016 und 2017, weshalb der prozentuale Anstieg des Gewinns niedriger ist als in den anderen Jahren. Die Erhöhung des Wasserstoffpreises bringt einen höheren Grenzpreis mit sich. Bei 140 €/MWh H<sub>2</sub> liegt der Grenzpreis bei 91 €/MWh. Weil die EPEX-Preise 2018 nur in wenigen Fällen über 91 €/MWh lagen, kann mit einem Elektrolyseur der Gewinn um 54% gesteigert werden. Im Jahr 2016 und 2017 lagen noch weniger EPEX-Preise über 91 €/MWh, weshalb der Anstieg erheblich höher ist. Es kann festgehalten werden, dass niedrige EPEX-Preise bei entsprechend hohen Wasserstoffpreisen einen höheren Anstieg des Gewinns mit sich bringen.

Tabelle 2 Qualitativer Einfluss vom durchschnittlichen EPEX-Preis und der EPEX-Preisspanne auf die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien

Durchschnittlicher EPEX-Preis	Elektrolyse	EPEX-Preisspanne	Batteriespeicher
Hoch	-	Hoch	+
Mittel	o	Mittel	o
Niedrig	+	Niedrig	-

Mittels Abbildung 12 wird gezeigt, dass der durchschnittliche EPEX-Strompreis einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien hat. Die Tabelle 2 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen durchschnittlichen EPEX-Preis und

Speichertechnologien. Bei niedrigen EPEX-Preisen ist ein Elektrolyseur wirtschaftlicher als bei hohen. Bei einer hohen EPEX-Preisspanne ist ein Batteriespeicher aufgrund der verschiebbaren Energiemengen wirtschaftlicher. Bei mittelmäßigen Preisen und Preisspannen kann keine allgemeine Aussage zur Wirtschaftlichkeit getroffen werden. Jedoch kann das Optimierungstool für die Einzelfälle die optimale Speichertechnologie berechnen und somit bei der Entscheidung unterstützen.

## 6 Zusammenfassung und Fazit

Die Frage, ob Speichertechnologien den Gewinn eines Windparks steigern können, und wenn welche, kann mit dem vorgestellten Optimierungstool beantwortet werden. Durch die Variation der Eingangsdaten wird gezeigt, dass die verschiedenen EPEX-Preise und Wasserstoffpreise einen deutlichen Einfluss auf die Speichertechnologie haben. Bei niedrigen EPEX-Preisen ist ein Elektrolyseur wirtschaftlicher als bei hohen EPEX-Preisen. Zudem konnte gezeigt werden, dass bei einem Wasserstoffpreis von 60 €/MWh H<sub>2</sub> und 1/3 der aktuellen Batteriekosten ein Batteriespeicher als Speichertechnologie wirtschaftlicher ist als keine Speichertechnologie. Aktuelle Wasserstoffpreise, Batteriekosten und politische Rahmenbedingungen machen Speichertechnologien am Windpark jedoch nicht wirtschaftlich, obwohl sie technisch als auch volkswirtschaftlich sinnvoll sind.

Der modulare Aufbau des Optimierungsmodells macht es möglich noch weitere Speichertechnologien und Märkte einbinden zu können. In Zukunft sollen ebenfalls standortspezifische Einspeisemanagement-Maßnahmen in das Modell einfließen. Wird die Abschaltung von Windparks zukünftig nicht mehr entschädigt, hat das beträchtliche Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien an Windparks.

## Referenzen

- [1] Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, [Online]. Available: <https://www.haw-hamburg.de/cc4e/x-energy/x-smartwind.html>. [Zugriff am 13.12.2019].
- [2] Gabler Verlag, Gabler Kompakt-Lexikon Wirtschaft, Wiesbaden: Gabler, 2010.
- [3] A. Koop und H. Moock, Lineare Optimierung - eine anwendungsorientierte Einführung in Operations Research, Springer, 2017.
- [4] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, F. Lehner, M. Jansen, S. Kiemel, R. Mieke, S. Wahren und F. Zimmermann, „Studie IndWEDe,“ NOW GmbH, 2018.
- [5] E. Rahimzei, K. Sann und M. Vogel, „Kompendium: Li-Ionen-Batterien,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015.
- [6] Verein Deutscher Ingenieure e.V., „VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1,“ 2012.

- [7] W. Hart, C. Laird, J.-P. Watson und D. Woodruff, Pyomo - Optimization modeling in Python, Springer, 2012.
- [8] Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen>. [Zugriff am 20 01 2020].
- [9] EPEX SPOT SE, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten>.
- [10] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, „ROADMAP PTX,“ 2019.
- [11] Deutscher Wetterdienst, Winddaten Hamburg Fuhlsbüttel, [Online]. Available: [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/CDC/observations\\_germany/climate/hourly/wind/historical/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/wind/historical/). [Zugriff am 13 8 2019].
- [12] „wind-turbine-models.com,“ [Online]. Available: <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/96-nordex-n117-gamma#models>. [Zugriff am 13 08 2019].
- [13] S. Heier, Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung, Springer, 2017.
- [14] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, „anemos.de,“ [Online]. Available: [https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos\\_Windreport\\_2018.pdf](https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2018.pdf).
- [15] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk, Juli 2019. [Online]. Available: [https://www.carmen-ev.de/files/Sonne\\_Wind\\_und\\_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher\\_2019.pdf](https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_2019.pdf). [Zugriff am 20 11 2019].
- [16] A. Thielmann, C. Neef, C. Fenske und M. Wietschel, „Energiespeicher-Monitoring 2018,“ 2018.

## Förderhinweis

Das dem Bericht zugrundeliegende Forschungsprojekt X-SmartWind wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 13FH1|02|A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.