



Berichte über Landwirtschaft

Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft

BAND 99 | Ausgabe 3

Agrarwissenschaft
Forschung

Praxis

Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien und ihre Ergänzung durch Batterien in der Landwirtschaft

Von Clemens Fuchs, Axel Poehls, Katharina Skau, Joachim Kasten

1 Einleitung

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken hat die Weltgemeinschaft zuletzt im Pariser Abkommen von 2015 eine Obergrenze für die Erderwärmung von 1,5-2°C vereinbart (UNFCCC 2017). Um die Klimaziele zu erreichen, werden u.a. auch in Deutschland Erneuerbare Energien (EE) weiter ausgebaut. In mehreren Schritten hat die Gesetzgebung in Deutschland den Umbau des Energiesektors eingeleitet: Seit dem Jahr 2000 werden EE gefördert¹. Weitere entscheidende Ereignisse waren im Jahr 2011 die deutsche Entscheidung für den Ausstieg aus der Kernkraft², im Jahr 2019 die Entscheidung für den Kohleausstieg und die CO₂-Besteuerung³. Unterstützt wird die Einführung der EE in Deutschland durch die EEG-Umlage von derzeit 6,756 ct/kWh⁴, welche die Stromkonsumenten⁵ bezahlen und wodurch sich der Strompreis für die Verbraucher um ca. 23% erhöht. Diese Umlage, die Stromerzeugungskosten sowie die weiteren Gebühren, Steuern und Nebenkosten haben dazu geführt, dass die Strompreise im letzten Jahrzehnt um bis zu 30% anstiegen (Abbildung 1). Im europäischen Vergleich sind in Deutschland, neben Belgien und Dänemark, die Strompreise am höchsten, während z.B. in Frankreich der Strom nur 2/3 so viel kostet.⁶ Die Strompreise für Haushalte (Jahresverbrauch 2.500 kWh bis unter 5.000 kWh) betragen derzeit ca. 30 Cent/kWh, während bei Abgabe an die Industrie (Jahresverbrauch 2.000 MWh bis unter 20.000 MWh) lediglich 13 Cent/kWh anfallen (Destatis, 2020). Der Zukaufspreis für Strom liegt für Landwirte aktuell bei ca. 20 Cent/kWh (Status quo). Aus der dargestellten Entwicklung und den aufgezeigten Rahmenbedingungen kann abgeleitet werden, dass die Strompreise weiter ansteigen werden.

¹ EEG 2000 mit größeren Revisionen in 2004, 2009, 2012, 2014, 2017

² Nuklearkatastrophe von Fukushima (Japan) im März 2011

³ Bundesregierung (2019) Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Berlin. URL: <https://www.bundesregierung.de/resource/.../2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf> (Zugriff 23.03.2020)

⁴ <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html> (08.09.2020)

⁵ Nach EEG 2017, § 64 sind stromkostenintensive Unternehmen hiervon ausgenommen.

⁶ Statistisches Bundesamt (Destatis), (2020) Daten zur Energiepreisentwicklung. 5.8.2 Elektrischer Strom - Cent/kwh. Wiesbaden, Germany.

Künftige höhere Strompreise sowie ein Rückgang der Vergütung für von der PV-Anlage ins Netz eingespeisten Strom lässt die Tendenz nach höheren Eigenverbrauchsanteilen des erzeugten Solarstroms erkennen, zumal Stromspeicher, die hierzu notwendig sind, relativ kostengünstiger werden. Zunehmender Eigenversorgungsanteil erfordert steigende Batteriekapazitäten.

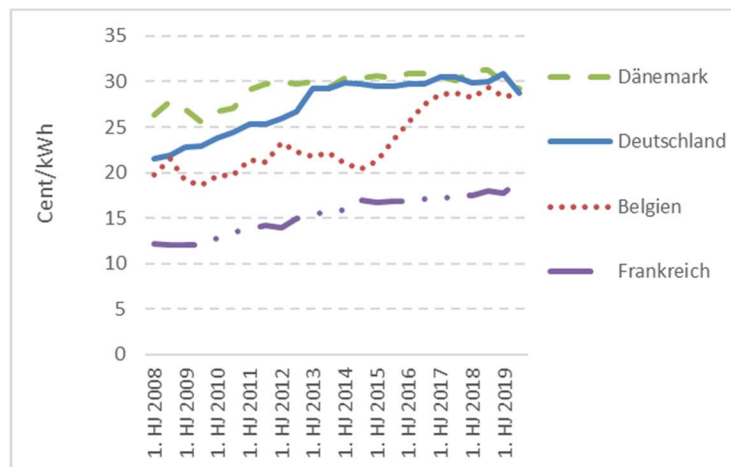


Abbildung 1: Strompreisentwicklung bei Abgabe an private Haushalte (Jahresverbrauch 2.500 kWh bis unter 5.000 kWh), 2008 bis 2019 im Vergleich ausgewählter EU-Länder

Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), (2020) Daten zur Energiepreisentwicklung. 5.8.2 Elektrischer Strom - Cent/kWh. Wiesbaden, Germany.

Inzwischen, d.h. seit der gezielten Förderung zum Beginn des neuen Millenniums, hat sich die Technik und Effizienz der Erzeugung EE sehr stark verbessert. So ist inzwischen die Erzeugung und der Eigenverbrauch von Solarstrom⁷ wettbewerbsfähig mit dem Zukauf von Strom. Besonders in landwirtschaftlichen Betrieben kommt den Erneuerbaren Energien (EE) immer mehr Bedeutung zu, denn dort befinden sich vornehmlich die Standorte von Windrädern, Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und Biogas-Anlagen:

- Einzelbetrieblich und mit Blick auf die Zukunft sind vor allem PV-Anlagen von Interesse, da sie an jedem Standort und nahezu auf jedem Dach installiert werden können.
- Moderne Windräder sind so groß, dass ein einzelner landwirtschaftlicher Betrieb nur Anteile des produzierten Stroms verwerten könnte. Aktuell, d.h. im Jahr 2020, sind außerdem die Genehmigungen und damit die Investitionen in diesem Bereich stark zurückgegangen. Eine Beteiligung von Bürgern und Gemeinden an neuen Windrädern ist bereits von Gesetzes wegen im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern vorgesehen (Mecklenburg-Vorpommern 2016). Eine direkte Beteiligung (bzw. einen Anteil) an einem Windrad mit der Möglichkeit des Strombezuges zu Erzeugungskosten wäre wegen der geringen Stromerzeugungskosten auch

⁷ Erzeugungskosten einschließlich 40% EE-Umlage

für Landwirte lukrativ. Auch wenn der Zugang zu eigenerzeugtem Windstrom derzeit noch nicht generell gegeben ist, wird in diesem Artikel der Windstrom als zukünftiges alternatives Szenario mitberücksichtigt.

- Biogasanlagen, eine weitere Variante der EE, sollen in diesem Artikel nicht betrachtet werden, da ihr Betrieb sehr stark von der Verfügbarkeit günstiger Reststoffe abhängt und sie selbst dann nur bei relativ hoher Einspeisevergütung wirtschaftlich wären. Außerdem ist der Einsatz von Batterien bei Biogasanlagen nicht angebracht, bestehen doch mit dem dort möglichen Gasspeicher bereits Speichermöglichkeiten, die bei PV und Wind erst geschaffen werden müssen, z.B. durch den Einsatz von Batterien.

Da das Angebot an Wind- und PV-Strom kurzfristig stark schwanken kann, sind Speicher, wie z.B. Batterien notwendig, um das Netz zu stabilisieren bzw. in einer „Dunkelflaute“ die Stromversorgung zu sichern. Zu erwarten wäre, dass Landwirte bevorzugt den selbst produzierten Strom verbrauchen und zur Überbrückung von Versorgungslücken auch selbst speichern.

Mit dem weiteren Bau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (auch in Deutschland) erhöht sich das Ausmaß einer hohen Schwankung der potenziell bereitstellbaren Stromerzeugungsleistung im Jahresverlauf aufgrund des natürlichen Dargebots von Wind- und Solarenergie. Zum Ausgleich werden Stromspeicher benötigt, welche das schwankende Angebot und die schwankende Nachfrage ausgleichen sowie eine effiziente Energieverteilung gewährleisten.

Batterie-Stromspeicher im landwirtschaftlichen Betrieb kommen in der Regel nur mit einer PV-Anlage in Betracht, da eigene Windkraftanlagen für die Nutzung im Eigenbedarf nach heutigem Stand in der Regel nicht ökonomisch betrieben werden können. Dies könnte sich in Zukunft ändern, wenn die landwirtschaftlichen Betriebe auch Anteile an den derzeit relativ großen Windrädern von 3 MW- bis 5 MW-Leistung erwerben würden. In diesen Fällen könnte der Eigenstromverbrauch auch aus Windkraftanlagen erfolgen.

Bezüglich der erneuerbaren Energieträger könnten die Stromnetze durch den Einsatz von Batterien bzw., korrekterweise ausgedrückt, von Akkumulatoren, entlastet werden. Zudem könnte auch die Eigenversorgung in stromerzeugenden Landwirtschaftsbetrieben durch eine Stromspeicherung optimiert werden. Darüber hinaus wäre eine Funktionalität im Sinne eines Notstromaggregats möglich.

1.1 Zielsetzung

Ziel der Analyse ist die Kostenminimierung in der betrieblichen Stromversorgung. Die Alternativen bezüglich der Stromverwendung sind dabei den elektrischen Strom selbst zu erzeugen, zu speichern, zu verbrauchen, zu verkaufen oder zuzukaufen. Der optimale Umfang von Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus Wind und Sonne und in die Speicherung des Stroms in Batterien soll in Abhängigkeit von den Lastkurven unterschiedlicher landwirtschaftlicher Betriebe ermittelt werden. Die vereinfachte Annahme hierbei ist nicht ein autarkes System, sondern dass der tagsüber in eine Batterie eingespeiste EE-Strom (nur) für den jeweils folgenden Nachtverbrauch vorgesehen ist. Reicht der eigene EE-Strom am Tage oder in der Nacht nicht aus, soll Strom zugekauft werden. Um die unterschiedliche Verfügbarkeit des Erneuerbaren Stroms in den verschiedenen Jahreszeiten abzubilden, soll der Stromeinsatz über ein ganzes Jahr simuliert werden.

Der Jahresgang der Stromerzeugung bei Windrädern und bei PV-Anlagen ist für 15-Minuten-Zeitabschnitte aus den Messungen der Stadtwerke Neustrelitz aus dem Jahr 2012 bekannt. Die Analyse des Bedarfs an Elektroenergie in landwirtschaftlichen Betrieben zu unterschiedlichen Tageszeiten liefert Daten, die für die Berechnung der vorzuhaltenden Stromkapazität erforderlich ist. Der Einsatz aller betrieblichen elektrischen Aggregate bzw. Geräte soll zu diesem Zweck erfasst und der Energiebedarf insgesamt ebenfalls in 15-Minuten-Zeitabschnitten über 24 Stunden dargestellt werden. Auf Grundlage solcher Lastkurven kann für landwirtschaftliche Betriebe unterschiedlicher Spezialisierung der Bedarf an elektrischer Energie in verschiedenen zeitlichen Perioden ermittelt werden. Vereinfachend wird hier eine durchschnittliche 24-h-Lastkurve jeweils für unterschiedliche Betriebstypen, von Ackerbau bis zur Viehhaltung unterstellt, d.h. saisonale Schwankungen im Strombedarf auf der Verbraucherseite werden (hier noch) vernachlässigt⁸. Grund ist die noch geringe Datenverfügbarkeit beim Stromverbrauch landwirtschaftlicher Betriebe. Dagegen liegen Daten zur Stromproduktion von PV-Anlagen und Windrädern im 15-Minuten-Zeitintervall vor. Daher können die saisonalen Schwankungen in der Erzeugung von EE-Strom aus Windrädern und PV-Anlagen sehr wohl berücksichtigt werden.

In der Folge ist in Abhängigkeit von der Nennleistung der Wind- und/oder PV-Anlage und verschiedenen weiteren technischen Parametern das notwendige Speichersystem zu bestimmen, auch um Lastspitzen zu brechen.

⁸ Modelle für eine zeitgenaue Darstellung der Lastkurven, erweitert um die Funktion den variablen Verbrauch an Strom im Betrieb zu planen, liegen nur vereinzelt vor (Schock et al., 2015) und konnten daher in dieser Arbeit (noch) nicht eingesetzt werden.

Ziel der Untersuchung ist die simultane Optimierung der Handlungsalternativen:

- Auswahl des optimalen Umfangs der Investitionen in Erneuerbaren Energien und ihre Aufteilung in Wind- und PV-Anlagen,
- Auswahl des optimalen Umfangs der Investitionen in Batterien,
- Optimale Steuerung des Stromverkaufs und des Stromzukaufs (Tagessummen über ein Jahr)
- bei Minimierung der Stromkosten im Betrieb.

1.2 Vorgehensweise und Methode

Die im Jahresablauf variable erneuerbare Stromerzeugung ist einer relativ kontinuierlichen täglichen Lastkurve der hier betrachteten Landwirtschaftsbetriebe gegenübergestellt. Die Höhe des Stromverbrauches korreliert naturgemäß stark mit der Betriebsgröße. Um diesen Effekt zu vereinheitlichen, wird bei den Simulationen ein standardisierter Stromverbrauch von 1.000 kWh pro Tag angenommen. Darüber hinaus ist insbesondere die Verteilung des Stromverbrauches zwischen Tag und Nacht von Bedeutung. Dies deshalb, weil sowohl bei PV-Anlagen als auch bei Windrädern die Produktion von Strom tagsüber tendenziell höher ist als in der Nacht (Abbildung 2). Bei überwiegendem Stromverbrauch über Tag wäre die Notwendigkeit und damit die Wirtschaftlichkeit einer Investition in Speicher, z.B. Batterien geringer, bei höherem Stromverbrauch in der Nacht entsprechend eher gegeben.

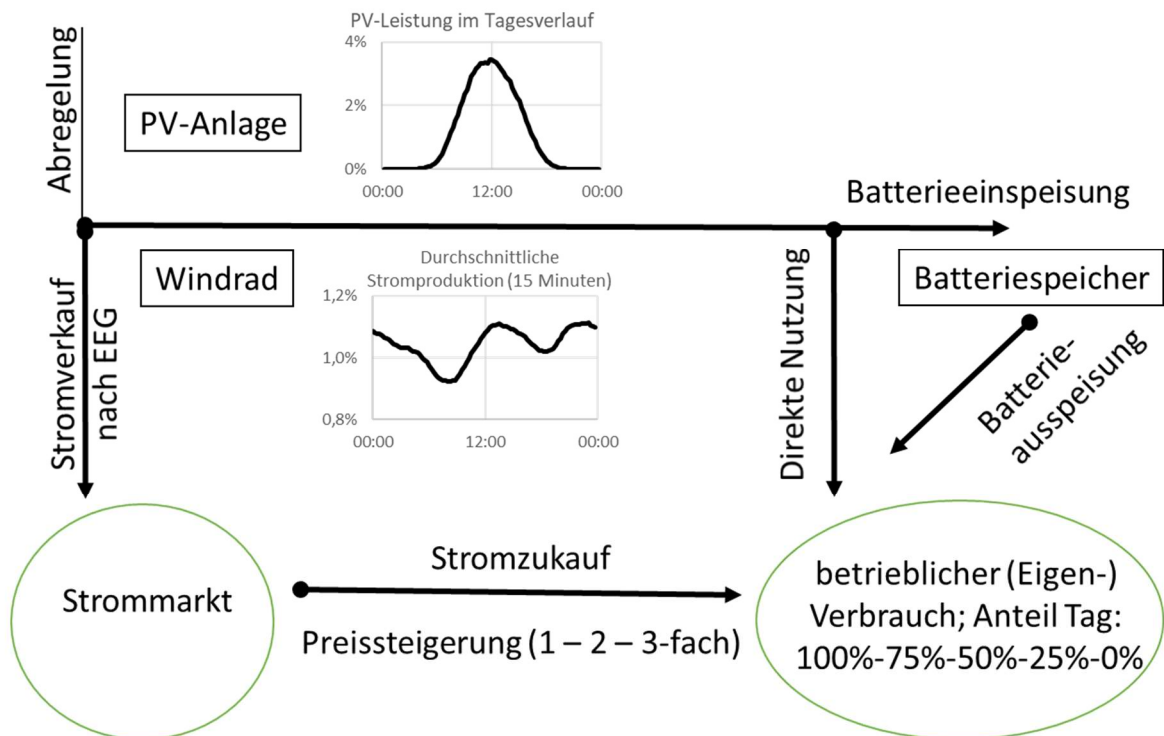


Abbildung 2: Modell mit den Komponenten Stromerzeugung (Grafik der durchschnittlichen täglichen Schwankungen bei PV- und Windanlagen im 15 Minuten-Rhythmus) und Stromspeicherung, der Darstellung des Strommarktes (mit Preissteigerung) und des betrieblichen Eigenverbrauchs mit variablen Tag-/Nachtverbrauchsanteilen

Quelle: Eigene Darstellung; PV- und Wind-Leistungskurven nach gemessenen Einspeisezeitreihen der Stadtwerke Neustrelitz, 2012

Der produzierte Strom aus PV- oder Windenergieanlagen kann direkt genutzt oder ins Netz bzw. in eine Batterie eingespeist werden, solange die Anlage wegen der Gefahr der Netzüberlastung nicht abgeregelt wurde. Die Stromflüsse bei Eigenversorgung erfolgen aus Solaranlagen und Batteriespeichern als direkte Nutzung zur Eigenversorgung oder durch Auspeisung aus dem Batteriespeicher und bei Bedarf, im Falle, dass beide Quellen nicht ausreichen, durch Marktbezug.

Die Abfolge der Aufteilung der Stromflüsse ist kaskadenförmig geregelt, zunächst wird der eigenerzeugte Strom verbraucht, darüber hinaus verfügbarer Strom kann in die Batterie eingespeichert und darüber hinaus produzierter Strom verkauft werden. Reicht die Eigenproduktion nicht, um den Tagesbedarf abzudecken, so wird Strom zugekauft.

Die Aufteilung des Stromverbrauches zwischen Tag und Nacht hängt ganz wesentlich vom Betriebstyp ab. Für die verschiedenen Betriebstypen sollen Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, die aus dem Vergleich mehrerer Varianten zur Bestimmung der jeweils notwendigen Speichergröße resultieren.

In diesem Artikel werden diesbezüglich drei landwirtschaftliche Betriebe unterschiedlichen Betriebstyps beispielhaft vorgestellt. Dabei handelt es sich um folgende Betriebstypen:

- Ackerbau,
- Futterbaubetrieb (Milchviehhaltung) und
- Veredlung (Ferkelerzeugung, Ferkelaufzucht, Schweinemast, Hähnchenmast)

Die eingesetzte Methode ist eine Optimierung⁹ der Zielfunktion „Kosten der Strombereitstellung“ im entwickelten Simulationsmodell. Streng genommen handelt es sich um eine Überschussrechnung, da auch Erlöse aus dem Stromverkauf bei Überschuss von eigenerzeugtem Strom einfließen. Die jährlichen (K_j) Kosten einer Investition für den betrieblichen Anteil an Investitionen bei Windrädern, PV-Anlagen und Batterien werden nach der approximativen Kostenkalkulation berechnet und setzen sich aus der Abschreibung (AfA), dem Zinssatz und den sonstigen Kosten (Wartung, Unterhaltung und Reparaturen usw.) zusammen (Gleichung 1):

(1a)	$K_j =$	AfA +	Zinssatz	+ sonstige Kosten
(1b)	$K_j =$	$\frac{(A_0 - R_w)}{N} +$	$\frac{(A_0 + R_w) \times (q - 1)}{2}$	+ s. K.

mit:

Anschaffungswert	A_0
Restwert	R_w (bei allen Kalkulationen Null angenommen)
Nutzungsdauer	N
Zinssatz	i
s. K.	sonstige Kosten (Unterhaltung, Reparaturen, Versicherung usw.)

Die Werte für die einzelnen Investitionsarten Windrad, PV-anlage und Batterie sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Die betrieblichen Kosten pro kWh_{el} berücksichtigen darüber hinaus die jährlichen Ausgaben für die EEG-Umlage bei Eigenverbrauch, derzeit in Höhe von 40% der EEG-Umlage, plus den Ausgaben für Stromzukauf, abzüglich den Erlös aus Stromverkauf.

⁹ Der Lösungsalgorithmus ist die Methode „GNR-Nichtlinear“ aus dem Microsoft Excel-Solver 2016.

Die Summe dieser jährlichen Beträge wird geteilt durch den jährlichen Stromverbrauch des Betriebes in kWh (Gleichung 2):

(2)	$\frac{(K_j \text{ Anteil Windrad} + K_j \text{ PV-Anlage} + K_j \text{ Batterie} + K_j \text{ EEG-Umlage, Anteil Eigenverbrauch} + K_j \text{ Stromzukauf} - j \text{ Erlös Stromverkauf})}{\text{jährlicher Stromverbrauch des Betriebes in kWh}}$
-----	--

Weitere Definitionen:

Batteriekapazität p.a.: Batteriegröße kWh * 365 Tage

Batterieabdeckung in % des Verbrauchs: Batteriekapazität kWh p.a./ betrieblicher Verbrauch kWh p.a.

Batterieausnutzung über das Jahr: gespeicherte Strommenge kWh p.a./Batteriekapazität kWh p.a.

Autarkiegrad: $1 - (\text{Stromzukauf kWh p.a.} / \text{betrieblicher Verbrauch kWh p.a.})$

2. Stromerzeugung und Stromspeicherung

2.1 Stand der Technik

Zum Ende des Jahres 2014 waren beispielsweise in Deutschland Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) mit einer Leistung von insgesamt ca. 38,5 GWp installiert (BMW i, 2014).¹⁰ In 2020 hat der Ausbau ca. 54 GWp erreicht.¹¹ Rund ein Viertel der Anlagen sind auf Dächern von landwirtschaftlichen Betrieben errichtet worden.

Nach China und den USA steht Deutschland weltweit an dritter Stelle bei der Produktion von Windenergie. Mit Stand von Juni 2021 ist der Bestand an Onshore-Windrädern in Deutschland auf ca. 30.000 Anlagen angestiegen.¹² Die Windenergie war in Deutschland im Jahr 2018 mit 17,1% Anteil an der Gesamtstromproduktion führend unter den EE (AG Energiebilanzen e.V., 2019).

Somit produzieren Landwirtschaftsbetriebe einen erheblichen Teil der Energie aus eigenen PV-Anlagen, jedoch in weit geringerem Umfang aus eigenen Windkraftanlagen. Wie bereits erläutert ist die bereitgestellte Stromleistung über den Jahresverlauf, aber auch im Tagesablauf (Abbildung 2) fluktuierend und steht typischerweise nicht zu allen Zeitpunkten bereit, in denen ein entsprechender Bedarf vorhanden ist.

¹⁰ BMW i (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie Wissenschaftlicher Bericht: ZSW, Fraunhofer IWES, bosch & partner, GfK, Stuttgart

¹¹ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13547/umfrage/leistung-durch-solarstrom-in-deutschland-seit-1990/>

¹² <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/>

Für die meisten landwirtschaftlichen Betriebe ist es relativ einfach eine PV-Anlage zu installieren, da in der Regel Dachflächen zum Aufbau einer PV-Anlage vorhanden sind. Dagegen ist der Bau oder die Beteiligung an einem Windrad erheblich schwieriger. Dies liegt u.a. an den begrenzten Standorten (Windeignungsgebiet), einem langwierigen Genehmigungsverfahren und nicht zuletzt am hohen Kapitalbedarf. Ein möglicher Zugang zu Windstrom wird zukünftig darin gesehen, dass Anteile am Windrad mit vergünstigtem Strombezug erworben werden, vergleichbar mit dem Konzept der Bürgerbeteiligung (M-V 2016). In dieser Untersuchung werden nun beide Varianten untersucht:

1. Die Installation einer PV-Anlage und in Ergänzung
2. der Erwerb von Anteilen an einem Windrad mit dem Bezug des Stroms zu Erzeugungskosten.

Voraussetzung für die Nutzung von Strom ist neben der Produktion auch die räumliche Verteilung mit entsprechenden Netzen. Entstehen Angebot und Nachfrage nicht zeitgleich, so sind zusätzlich Energiespeicher notwendig, die der Bevorratung, Aufbewahrung und Lagerung von Energie dienen, um so einen zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu schaffen.¹³ Es stehen unterschiedliche technische Verfahren der Speicherung von elektrischer Energie zur Verfügung. Sie können entsprechend ihrer Größe der Nennleistung und Entladezeit unterteilt werden, wobei Pumpspeicher und stationäre H₂-Speicher eine hohe Nennleistung, aber auch eine vergleichsweise lange Entladezeit aufweisen (Abbildung. 3). Die Speicherung von Energie durch Elektrolyse und Speicherung als Wasserstoff, der bei Bedarf wieder über eine Brennstoffzelle zurückverstromt wird ist noch deutlich teurer als Batteriesysteme, daher werden deren Marktanteile auf überschaubare Zeit noch gering bleiben (Quaschnig, 2020, S. 149).

¹³ Energiespeicher_2017_Springer_und_Sterner.pdf

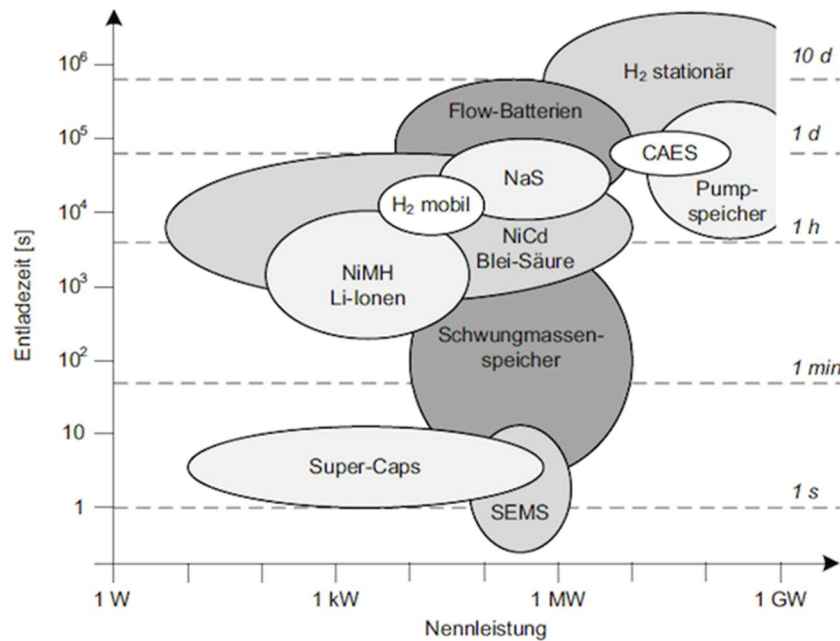


Abbildung 3: Nennleistung und Entladezeit bei Nennleistung elektrischer Speicher

Quelle: 2017_BookSpringer_Handbuch Regenerative Energietechnik_Kapitel10Energiespeicher

Jährlich steigt die Anzahl der Haushalte und der Landwirte, die sich für den Kauf eines Batteriespeichersystems entscheiden. Ende August 2018 ging der 100.000ste Photovoltaik-Speicher Deutschlands in Betrieb. Ein Grund für die starke Nachfrage ist unter anderem die stark gesunkenen Kosten der Batteriespeicher für Endanwender, analysiert das Netzwerk C.A.R.M.E.N. e.V. in Bayern. Seit 2013 konnte ein Preisverfall von 50 Prozent beobachtet werden.¹⁴

Die zahlreichen Vorteile von Lithium-Ionen-Batterien (längere Lebensdauer, kompaktere Bauweise, höhere mögliche Entladungstiefe und weitere Effizienzwerte) sind weitere vermutete Gründe dafür, dass im Jahre 2017 neu installierte Speichersysteme nahezu vollständig aus Lithium-Ionen-Batterien bestanden. Eine vielversprechende Entwicklung sind dabei Hochvolt-Batteriespeicher, die in kompakter Bauweise gestaltet sind und große Mengen von Strom speichern können. Die Parameter zur Charakterisierung von Batterien, wie Leistung, Kapazität und Wirkungsgrad usw. werden im Zuge des technischen Fortschrittes ständig verbessert.^{15 16}

¹⁴ https://www.topagrar.com/news/Energie-EnergieneWS-Marktuebersicht-Batteriespeicher-mit-360-aktuellen-Systemen-9710158.html?utm_source=Maileon&utm_medium=email&utm_campaign=2018-09-13+Energie&utm_content=https%3A%2F%2Fwww.topagrar.com%2Fnews%2FEnergie-EnergieneWS-Marktuebersicht-Batteriespeicher-mit-360-aktuellen-Systemen-9710158.html

¹⁵ (© Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH 2017 95, M. Zapf, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem, DOI 10.1007/978-3-658-15073-0_2, In Anlehnung an Sterner, M. & Stadler, I., 2014, S. 37–38

¹⁶ <https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/stromspeicher/batterien/813-marktuebersicht-fuer-batteriespeichersysteme>

2.2 Aktuelle Kosten der Stromerzeugung und der Stromspeicherung

Die Kalkulation der Speichergröße für von PV-Anlagen bzw. aus dem Anteil an einem Windrad erzeugtem Strom in landwirtschaftlichen Betrieben unterschiedlicher Betriebstypen unterscheidet zwischen der Relation „Stromverbrauch am Tage bzw. in der Nacht“ sowie unterschiedlichen Zukaufpreisen für Strom. Für die sich daraus ergebenden unterschiedlichen Szenarien wird die optimale ergänzende Kapazität einer Batterie berechnet. Als Ergebnis der Simulationen werden Kapazitäten von PV-Anlage, Anteil am Windrad sowie einer Batterie, die dadurch verursachten Kosten sowie mögliche Verkaufserlöse überschüssigen Stroms bzw. Kosten für den Zukauf von fehlendem Strom, die Auslastung der Batterie, die Eigenverbrauchsanteile sowie der Autarkiegrad berücksichtigt. Die Anschaffungskosten sind für PV-Anlagen mit 1.300 €/kW, für Windräder mit 1.000 €/kW und für Batterien mit 1.230 €/kWh angenommen (Tabelle 1). Die Nutzungsdauer der Anlagen zur Stromerzeugung orientiert sich mit 20 Jahren an der Laufzeit für die derzeit garantierte Einspeisevergütung; die Nutzungsdauer einer Batterie sei 30 Jahre. Es wird mit einem Zinssatz von 3% gerechnet. Damit ergeben sich Stromerzeugungskosten in Höhe von 0,11 €/kWh bei PV-Strom, 0,04 €/kWh bei Wind-Strom und 0,33 €/kWh für die Speicherung in Batterien (Tabelle 1).

Tabelle 1:
Kostenkalkulation für die Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem elektrischen Strom

EE-Art/ Speicher	Anschaffung (A ₀) in €	Nutzungs- dauer, Jahre	Zins- satz in %	Sonstige Kosten in % von A ₀	Durchschnitt- liche Kosten, € p.a.	Leistung, kWh p.a. bzw. p.d.	Kosten, €/kWh
PV- Anlagen	1.300 €/kWp	20	3,0%	2,0%	110,50	1.000 kWh p.a.	0,1105
Windrad	1.000 €/kWp	20	3,0%	6,0%	85,00	3.000 kWh p.a.	0,0417
Batterie	1.230 €/kWh	30	3,0%	---	59,45	365 kWh p.d. (netto) ¹	0,3259

¹ bei täglicher Nutzung der Batterie/ Nutzkapazität (Speicherkapazität netto in kWh)

Quellen zum Investitionsbedarf

Theodor Remmersmann (2018) Eigenproduktion von Strom aus Sonne und Wind. Münster.
https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Allgemeines/Download/Tagungen_2019/Eigenstromproduktion.pdf (09.09.2020)

Hau, Erich (2016) Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, 6th ed.; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2016.

Tesvolt Batteriesystem TS HV 70/ STP 60 (Ein Modul = Komplettsystem mit 67 kWh Leistung, bestehend aus 16 Batterien mit je 4,8 kWh, Betriebsspannung: 627-930 V DC) zum Preis von 55.000 € (Stand 9/2018, persönliche Mitteilung des Herstellers). Unter Berücksichtigung von +15% Zuschlag für Leistungsreserve; +30% Kapazitätzuschlag = Entladetiefe von 70%; Wirkungsgrad 80% ergibt sich ein Investitionsbedarf von 1.230 €/kWh (Nutzkapazität/Speicherkapazität netto in kWh).

Die weiter unten betrachteten landwirtschaftlichen Betriebe haben aufgrund ihrer unterschiedlichen Ausstattung mit Elektrogeräten und ihrer unterschiedlichen Größe einen sehr differenzierten Jahresstromverbrauch. Um die Wirtschaftlichkeit des Batterieeinsatzes vergleichbar darzustellen, werden die später diskutierten Szenarien auf einen täglichen Strombedarf von 1.000 kWh standardisiert. Eine Übertragung der Ergebnisse auf andere Betriebsgrößen kann durch eine lineare Skalierung erfolgen, solange Skaleneffekte vernachlässigbar sind. Der Investitionsbedarf für einen durchschnittlichen täglichen Stromverbrauch von 1.000 kWh beträgt bei PV-Anlagen 474.500 EUR und bei Windrädern 121.667 EUR (Tabelle 2). Soll die Hälfte dieses Stromes, d.h. täglich 500 kWh, gespeichert werden, wäre demnach eine zusätzliche Investition in Höhe von 615.000 € notwendig.

Tabelle 2:
Investitionsbedarf zur Erzeugung von 1.000 kWh erneuerbarem elektrischen Strom pro Tag und zur Speicherung von 500 kWh (Nutzkapazität/Speicherkapazität netto in kWh) pro Tag

EE-Art / Speicher	Standardisierter täglicher Strombedarf, kWh/d	Jahresstrombedarf, kWh p.a.	Leistung h (peak) p.a.	Anlagengröße kWp	Investitionssumme, EUR
PV-Anlagen	1.000	365.000	1.000	365	474.500
Windrad	1.000	365.000	3.000	122	121.667
Batterie	500	182.500			615.000

Quelle: eigene Berechnungen

In den unten durchgeführten Simulationen wird die EE-Investition auf 730 kWp, d.h. 200 % des betrieblichen Standard-Jahresstromverbrauchs von 365 MWh begrenzt. Der Grund dafür liegt darin, dass zum einen die betriebliche Kapazität begrenzt ist und zum anderen hier die Frage der betrieblichen Kosteneinsparung durch eigenerzeugten Strom untersucht werden soll und nicht die Frage, ob und wie ein neuer Betriebszweig „Energie“ aufgebaut werden könnte.

Durch den Einsatz von Batteriespeichern lässt sich der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms erheblich steigern, bis hin zu einer „Insellösung“, d.h. 100%iger Eigenverbrauch bei vollständiger Autarkie, d.h. unter Verzicht auf zusätzliche Netzeinspeisung und Netzbezug. Technisch sind solche Lösungen möglich, aus ökonomischer Sicht nach heutigem Stand jedoch kaum praxisrelevant für Landwirtschaftsbetriebe. Als „echte“ Insellösung käme eine derartige Konstruktion für mitteleuropäische Klimaverhältnisse schon wegen der unkalkulierbaren Wetterverhältnisse (Sonnenstrahlung) nicht in Betracht. Zur Absicherung der Stromlieferung müsste in jedem Fall Netzstrom bei Bedarf zusätzlich im Sinne von Notstromversorgung zur Verfügung stehen.

Im Rahmen der vorliegenden Modellkalkulationen wird für die ausgewählten drei Typen von Landwirtschaftsbetrieben bei steigenden Preisen für Strom aus Netzbezug (bzw. weiter sinkenden Kosten für Batteriespeicher) der optimale Autarkiegrad ermittelt. Vollständige Autarkie hat sich auch

bei den hier vorliegenden Simulationen als eine zu teurere Lösung erwiesen. Die Stromerzeugung aus PV- und Windenergieanlagen unterliegt relativ hohen Schwankungen und selbst wenn die Dimensionierung der Anlagen bei Betrachtung durchschnittlicher Verhältnisse bezüglich der Stromproduktion und der Lastkurven ausreichen würde, so können doch nicht alle Wetterlagen, z.B. Dunkelflauten überbrückt werden. In diesen Fällen wäre auf das Netz zurückzugreifen, sowie der Verkauf überschüssigen Stromes am Markt weiterhin eine Option darstellt.

Dagegen ist bei Dunkelflaute mit höheren Strompreisen zu rechnen. Reichen die eigenen Kapazitäten zur Erzeugung von erneuerbaren Energien Strom nicht aus, so ist der Betrieb auf Zukauf vom Energieversorger aus dem Netz angewiesen. In diesem Fall müssen die Marktpreise für Strom bezahlt werden im Gegensatz zu den erwarteten sinkenden Erzeugungskosten bei eigenem Strom ist mit steigenden Marktpreisen Stromzukauf aus dem Netz zu rechnen die Strompreissteigerung wird im Modell mit Faktor 2 und 2,5 beziehungsweise drei angenommen.

Das hier angenommene Preisniveau bzw. die Preisrelationen spiegeln die aktuelle Situation im Jahr 2020 wider. Mit dieser Arbeit sollen jedoch auch zukünftige Entwicklungen mit beurteilt und entsprechende Empfehlungen abgegeben werden. Entscheidenden Einfluss werden dabei der technische Fortschritt und gesetzliche Regelungen haben. Entscheidend wird dabei nicht die absolute Höhe der Erzeugungs- und Speicherkosten oder der Zukaufpreise für Strom sein, sondern vielmehr der Preisrelationen. Durch die Annahme eines zukünftig steigenden Zukaufpreises für Strom werden die Preisrelationen so verschoben, dass indirekt relativ sinkende Erzeugungs- und Speicherkosten simuliert werden und ebenso stärker fluktuierende Marktpreise für Strom. Letzteres wird so eingeschätzt, dass bei vorteilhaften Wetterlagen Wind und Sonne betreffend, ein hohes Angebot an Strom im eigenen Betrieb aber auch auf dem Strommarkt zu geringen bis negativen Verkaufspreisen führen könnte – der eigene überschüssige Strom würde abgeregelt werden. Dagegen führen ungünstige Wetterlagen, bis hin zur Dunkelflaute, zu stark steigenden Zukaufpreisen für Strombezug am Markt, sowie in den nachfolgenden Simulationen mit den angenommenen Strompreissteigerungen mit Faktor 2 und 2,5 beziehungsweise drei ersichtlich ist.

Bevor die Optimierung der Stromversorgung für einen standardisierten Landwirtschaftsbetrieb dargestellt wird, sollen zunächst die Verläufe der Stromproduktion aus PV- und Windenergieanlagen sowie die Lastkurven typischer landwirtschaftlicher Betriebe aufgezeigt werden.

3. Modellkalkulationen für landwirtschaftliche Betriebe mit eigener Stromerzeugung

Die nachfolgenden Kalkulationen für die ausgewählten Betriebsbeispiele gehen von einer eigenen Stromerzeugung mit Windrädern oder PV-Anlagen aus. Während man mit Windrädern potentiell am

Tage und in der Nacht Strom erzeugen kann, liefern PV-Anlagen nur am Tage Strom. Der Tag-Strom kann tagsüber direkt verbraucht werden und überschüssiger Strom kann für die Nacht in einer Batterie gespeichert werden. Der tagsüber in die Batterie eingespeiste Strom ist nur für den jeweils folgenden Nachtverbrauch vorgesehen. Reicht der Strom am Tage oder in der Nacht nicht aus, soll Strom zugekauft werden.

3.1 Stromerzeugung mit PV-Anlagen und Windrädern

Insbesondere in den Wintermonaten fällt die Stromerzeugung aus PV-Anlagen erheblich ab. In der Abbildung 4 wird allerdings nicht deutlich, dass in jeder Nacht die Stromproduktion ganz ausfällt. Dies wird aus der mittleren Stromerzeugung aus PV im Tagesverlauf deutlich (Abbildung 2, PV).

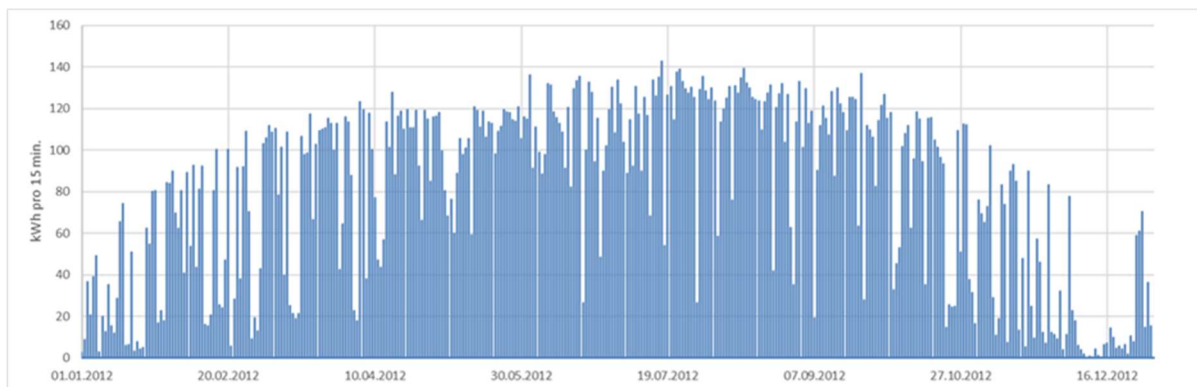


Abbildung 4: Tages-Stromproduktion mit Hilfe einer 645 kWp PV-Anlage; gemessen auf der Basis von 15-Minuten-Werten über das Jahr 2012; Jahresleistung ca. 645.000 kWh

Quelle: Stadtwerke Neustrelitz, 2012; eigene Darstellung

Die Stromproduktion aus Windrädern ist während der Sommermonate vergleichsweise niedriger als im Winter (Abbildung 5). Über den durchschnittlichen Tagesverlauf betrachtet ist der Windstrom beständiger verfügbar (Abbildung 2, Wind).

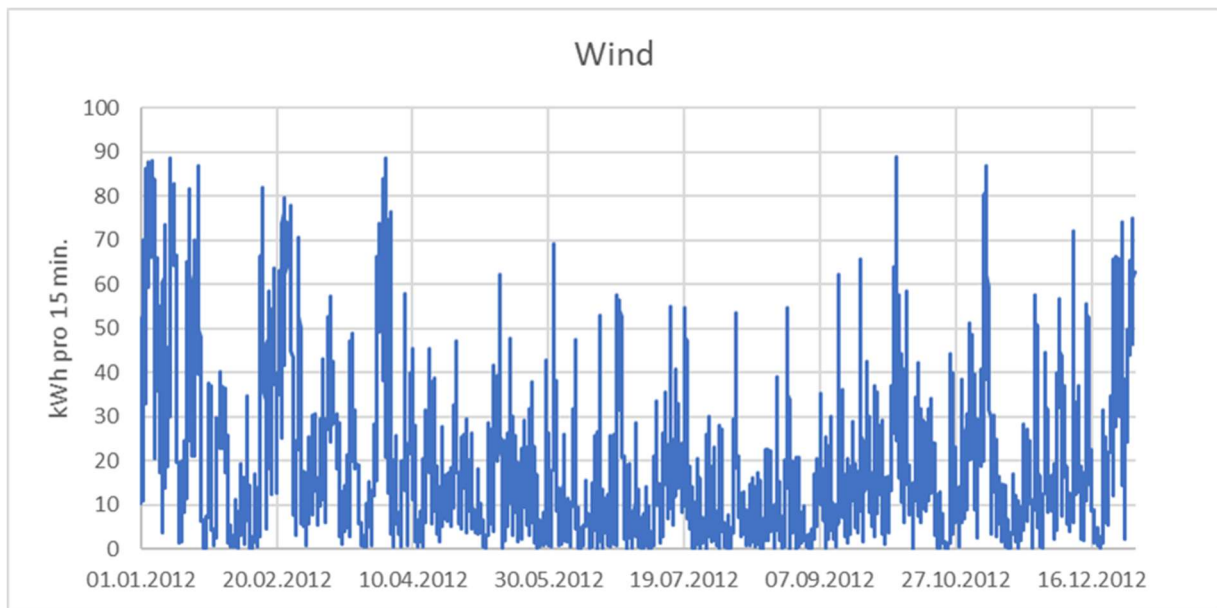


Abbildung 5: Tages-Stromproduktion Windrad-Anlage, Anteil heruntergerechnet auf 215 kWp; gemessen auf der Basis von 15-Minuten-Werten über das Jahr 2012; Jahresleistung ca. 645.000 kWh

Quelle: Stadtwerke Neustrelitz, 2012; eigene Darstellung

Die Summenkurve der beispielhaften Kombination aus 50% Jahresproduktion Strom aus Sonne (PV-Anlage (322,5 kWp)) und 50% aus Wind (Windrad (125 KW)) macht deutlich, dass bei einem kontinuierlichen Stromverbrauch nur eingeschränkt für einen relativ kurzen Zeitraum eigenes Angebot und eigene Nachfrage nach Strom übereinstimmen. Beispielsweise wäre bei einem täglichen Stromverbrauch von 1.000 kWh in ca. 20 % der Tage eines Jahres (ca. 70 Tage) der Zukauf von Strom erforderlich, da zu wenig Eigenproduktion erreicht wird und in den ca. 80% restlichen Tagen eines Jahres (ca. 290 Tage) Strom am Markt verkauft werden könnte (Abbildung 6). So betrachtet müsste das ganze Jahr über ein Ausgleich über den Markt erfolgen. Hierbei ist noch keine Speicherung berücksichtigt. Je nachdem wie groß eine Batterie ausfällt, könnte der Ausgleich über den Markt eingeschränkt werden.

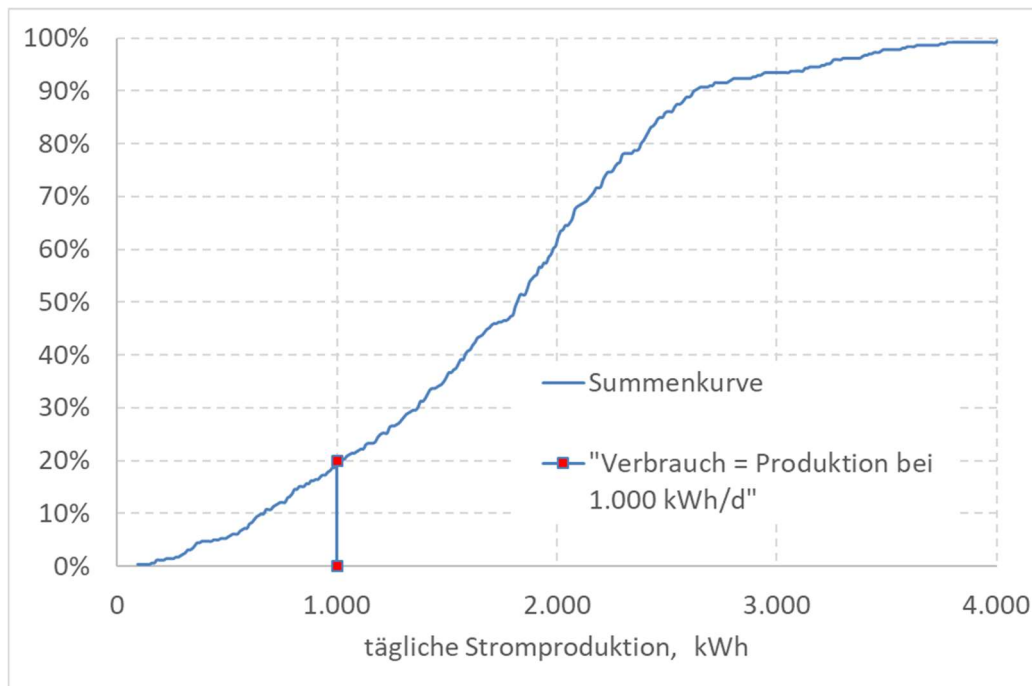


Abbildung 6: Verteilung der täglichen Leistungen einer Kombination aus Windrad (125 kW) und PV-Anlage (322,5 kWp) im Jahr 2012, Jahresleistung ca. 645.000 kWh

Quelle: Stadtwerke Neustrelitz, 2012; eigene Darstellung

Die dargestellte variable erneuerbare Stromerzeugung wird nachfolgend einem relativ kontinuierlichen Stromverbrauch der Landwirtschaftsbetriebe gegenübergestellt.

3.2 Batteriegeeignete Lastkurven ausgewählter Betriebe

Typische landwirtschaftliche Betriebe mit Spezialisierung auf die Pflanzenproduktion (Ackerbau) bzw. auf die Tierhaltung (Ackerbau, Milchviehhaltung, Sauenhaltung, Ferkelaufzucht, Schweinemast, Hähnchenmast) werden auf ihre Eignung für einen Batterieeinsatz zum Ausgleich der volatilen Stromproduktion aus eigenen erneuerbaren Energien beurteilt. Von besonderem Interesse ist die Frage, wie viel des tagsüber produzierten Stroms, insbesondere des Solarstroms, in der Nacht verbraucht werden kann.

Der Ackerbau ist ein stark saisonales Geschäft. Im Ackerbaubetrieb ist der kontinuierliche Stromverbrauch daher sehr stark eingeschränkt. Große Energieverbraucher sind zudem beweglich, z.B. Traktoren; diese werden zudem mit Diesel betrieben oder haben nur für kurze Zeit einen großen Stromverbrauch, z.B. bei der Getreideaufbereitung. Als kontinuierliche Stromverbraucher fallen insbesondere die Lichtanlage in der Werkstatt und in den Hallen sowie der Computer (ganzjährig) ins Gewicht (Tabelle 3). Das Reinigungsgerät (Kärcher), der Motor an der Tankstelle und das elektrische

Schweißgerät werden vor allem in den Saisonen Bestellung, Pflege oder Ernte betrieben. Das Trocknungsgebläse kommt nur während der Ernte zum Einsatz.

Die angegebene Summe an Anlagenleistung von 245,8 kW ist relevant für den Stromtarif der mit den Elektrizitätswerken zu vereinbaren wäre. Ein kontinuierlicher durchschnittlicher täglicher Stromverbrauch wird in der Zeit zwischen 8:15 und 20:00 Uhr erwartet. Außerhalb der Ernte werden in Zeitabschnitten von 15 Minuten maximal ca. 14 kWh Strom verbraucht (Abbildung 7). In der Erntezeit, wenn die beiden Trocknungsgebläse und weitere elektrische Geräte der Reinigung sowie der Ein- oder Auslagerung (Elevator und Schnecken) z.T. auch im Nachtbetrieb benötigt werden, ist der Stromverbrauch so hoch, dass selbst eine relativ große PV-Anlage nicht ausreichen würde und ein Stromzukauf unabdingbar ist.

Generell sind die Batterien bei der Leistungsabfrage limitiert. Werden beispielsweise von starken Motoren hohe Leistungen abgefragt, können diese nicht unbedingt auch von der Batterie voll abgedeckt werden. Daher wird wieder auf den Netzstrom zugegriffen. Bei der Auswahl des passenden Systems sollten die Leistungsaufnahmen der Hauptverbraucher bekannt sein, um Systeme mit einer ausreichenden Entladeleistung zu wählen. Umgekehrt ist auch die Beladung des Systems begrenzt, sodass bei einer hohen Stromproduktion ein Überschuss doch im Netz landet.¹⁷ Auch der jahreszeitlich sehr unterschiedliche Strombedarf wird in den vorliegenden standardisierten Betriebsgrößen und – abläufen noch nicht vollständig berücksichtigt. Durch die verschiedene Spezialisierung der hier betrachteten Betriebstypen mit ihren unterschiedlichen Verbrauchsanteilen am Tage bzw. in der Nacht sowie durch die Strompreissteigerung können trotzdem für eine große Bandbreite von Betrieben Empfehlungen abgeleitet werden.

¹⁷ <https://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/technik/energie/photovoltaik/batteriespeicher.htm>

Tabelle 3:
Auswahl elektrische Geräte im Ackerbaubetrieb (Betriebsgröße 1.000 ha)

Gerät	Standort	Anlagenleistung [kW]	Anzahl pro Betrieb	Anzahl pro ha	Summe Anlagenleistung [kW]
Licht	Getreidehalle	0,86	50	0,05	43,0
Kärcher ¹⁾	Werkstatt	2,9	1	0,001	2,9
Licht	Büro	0,06	2	0,002	0,1
Licht	Werkstatt	0,86	4	0,004	3,4
Licht	Getreidetrocknung	0,86	10	0,01	8,6
Licht	Aufenthaltsraum	0,06	4	0,004	0,2
Motor für Tankstelle ²⁾	Werkstatt	0,03	1	0,001	0,03
Schweißgerät ³⁾	Werkstatt	0,4	1	0,001	0,4
Computer	Büro	0,078	1	0,001	0,1
Radlader (elektrisch)	Fahrmotor	15	1	0,001	15,0
	Hydraulikmotor	22	1	0,001	22,0
Trocknungsgebläse ⁴⁾	Getreide-trocknungsanlage	75	2	6,67	150,0
Summe					245,8

Anmerkungen:

¹⁾ Der Kärcher läuft zu unterschiedlichen Zeiten

²⁾ Motor für die Tankstelle läuft saisonal-bedingt (Ernte, Aussaat usw.) mal mehr und mal weniger

³⁾ Das Schweißgerät läuft in Abhängigkeit von den anfallenden Reparatur- und Bauarbeiten unterschiedlich

⁴⁾ Das Trocknungsgebläse läuft saisonbedingt unterschiedlich

Quelle: Eigene Erhebungen auf Beispielbetrieben

Im Vergleich dazu ist bei einem Milchviehbetrieb täglich ein sehr viel kontinuierlicher Stromverbrauch gegeben, der seine Spitzen in den Melkzeiten hat. Das Besondere hierbei ist, dass drei Mal am Tage gemolken wird, wobei dann die zwei Melkzeiten beginnend um 3 Uhr und um 19 Uhr in der Nacht liegen (Abbildung 8). Die Stromverbraucher sind hierbei Milchpumpe, Schmutzwasserpumpe, Heizlüfter, Lüfter, Licht, Kärcher, Kompressor und Druckluftstation, Vakuumpumpe, Kühlung/Kühlaggregat, Milchtank, Melkmaschinenreiniger, Kuhbürste, Gülleschieber und Schlepplader, Motor für Rollo, Güllepumpe, Heizgerät und Thermostat in den Tränken, Tränkautomat, Zähler im Lehlingszimmer und im Sozialbereich, Umwälzpumpe, Wasserpumpe, Motor für Tankstelle, Schweißgerät und Pumpe ZM, Computer, Biogas- und ORC-Anlage. Die Summe an Anlagenleistung beträgt **169,4 kW**. Der hier erfasste Milchviehbetrieb mit 770 ha, einem Kuhbestand

von 360 Milchkühen in drei Ställen ist ein Pionier in Erneuerbaren Energien, da er neben einer Biogasanlage mit ORC-Anlage auch bereits Batteriespeicher betreibt (Keller, 2016).

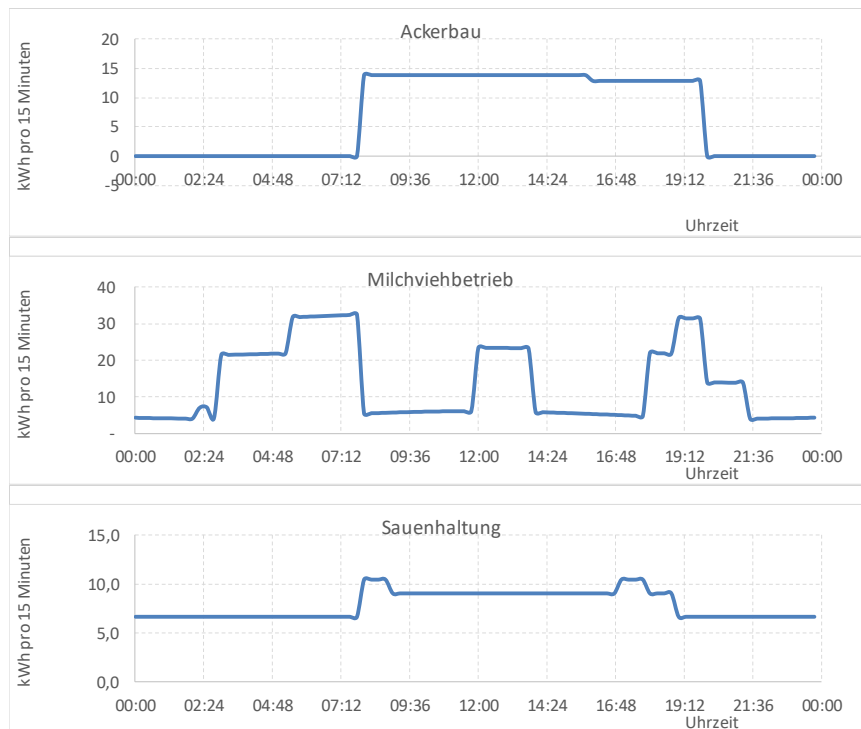


Abbildung 7: Typische Lastkurven verschiedener Betriebszweige; kontinuierlicher durchschnittlicher täglicher Stromverbrauch in Zeitabschnitten von 15 Minuten

Quelle: KTBL und eigene Erhebungen auf ausgewählten landwirtschaftlichen Betrieben

In Veredlungsbetrieben schließlich ist ein über den Tagesverlauf weitgehend gleichmäßiger Stromverbrauch zu beobachten, der in seiner Grundlast vor allem durch den Betrieb von Heizungen (z.B. Ferkellampen), Beleuchtung und Lüftung gegeben ist. Zu den Fütterungszeiten, in der Regel morgens und abends, kommen zusätzliche Stromverbraucher zum Einsatz (Abbildung. 8). Die Betriebe können nach ihrem Verhältnis von Stromverbrauch am Tage und in der Nacht klassifiziert werden. Hierbei kristallisierte sich folgendes typisches Verbrauchsmuster heraus: Verbrauch am Tage ca. 75% beim Ackerbaubetrieb, 44% in Veredlungsbetrieben (Ferkelerzeugung) und ca. 25% bei der Milchproduktion mit dreimaligen Melken (Tabelle 4). In den nachfolgenden Simulationen wird der Anteil des Stromverbrauchs in Stufen von 100%-75%-50%-25%-0% am Tage und damit der Stromverbrauch in der Nacht in Stufen von 0%-25%-50%-75%-100% variiert.

Tabelle 4:

Typischer durchschnittlicher täglicher Stromverbrauch verschiedener Betriebszweige; regelmäßiger Stromverbrauch; ohne variablen zusätzlichen Stromverbrauch

Kennzahl	Einheiten	Betriebsform, -spezialisierung		
		Ackerbau	Futterbau (Milchproduktion)	Veredlung (Ferkelerzeugung)
Größe	ha bzw. Stallplätze	1.000 ha	690 Plätze	1.000 Plätze
Summe Anlagenleistung	[kW]	245,8	169,4	67,0
jährlicher Stromverbrauch	kWh p.a.	237.331	470.965	276.308
durchschnittlicher täglicher Stromverbrauch				
- Summe	kWh/d	650,2	1.290,3	757,0
- am Tage	kWh/d	491,5	340,0	331,3
- Rest (Nacht)	kWh/d	158,7	950,3	425,7
Relation Tag / Nacht				
- Anteil Tag	Prozent	76%	26%	44%
- Anteil Nacht	Prozent	24%	74%	56%
Verbrauch in 15 Minuten				
- Minimum	kWh/15 min.	0,0	4,0	6,7
- Maximum	kWh/15 min.	13,9	32,5	10,4

Quelle: KTBL; eigene Annahmen und Berechnungen

3.3 Kalkulationsansätze/Modellierung am Beispiel des Energiemanagements ausgewählter Betriebe

Die nachfolgende Abbildung 8 stellt eine solche Simulation für einen (Veredlungs-) Betrieb mit 50% Stromverbrauch am Tage, entsprechend 50 % in der Nacht dar, wobei standardisiert ein Stromverbrauch von 1.000 kWh pro Tag unterstellt ist. Die Stromproduktion aus eigener Erzeugung aus Wind (50%) und PV (50%), der Verbrauch am Tage und in der Nacht sowie der Ausgleich durch eine Batterie und der Zu- und Verkauf; Batterieleistung 500 kWh/d und Batterieausnutzung über das Jahr 13%, Autarkiegrad 76%.

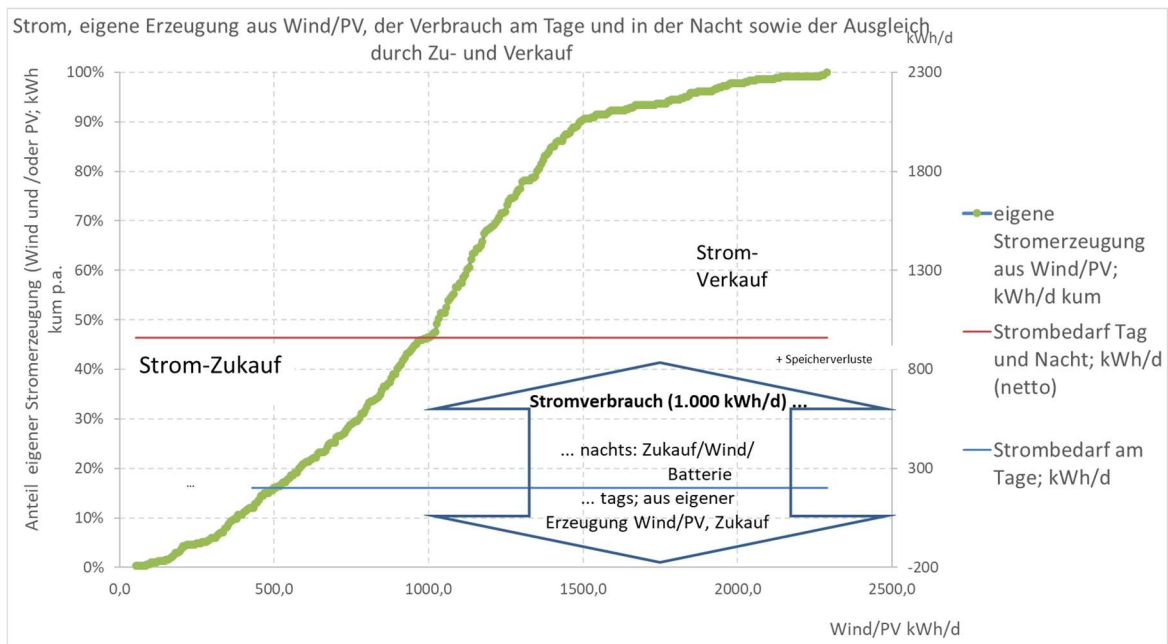


Abbildung 8: Jahres-Stromproduktionspotential aus eigener Erzeugung (50% Wind und 50% PV), der Verbrauch am Tage und in der Nacht sowie der Ausgleich durch eine Batterie sowie Zu- und Verkauf; Bedarfswerte: 50% am Tage und 50% in der Nacht; Batterieleistung 500 kWh/d; Batterieausnutzung über das Jahr 13%; Autarkiegrad 76%

Quelle: Eigene Berechnungen

3.4 Fragestellungen und Szenarien

Es soll untersucht werden, in welchem Umfang sich Investition in erneuerbare Energieanlagen (PV und Wind) sowie Speicher (Batterie) lohnen; um die Wirtschaftlichkeit beurteilen zu können, werden die betrieblichen Stromkosten ermittelt. Der Vorteil einer Investition in Erneuerbare Energien wird als Differenz zur Ausgangssituation bzw. Situation ohne Investition in EE (Sz_0) dargestellt (Tabelle 5). Es wird unterschieden, ob die Investitionen in EE unter den Bedingungen des EEG, d.h. mit Einspeisevergütung für den Stromverkauf (Sz_I) oder der Betrieb der PV-Anlagen und Windräder außerhalb des EEG, z.B. nach Ablauf der 20 Jahre Förderzeitraum oder in Nach-EEG-Zeiten (Sz_{II}) durchgeführt wird.

Für die meisten Betriebe wird die Variante „Investitionen ausschließlich in PC-Anlagen“ ($Sz_{I.1}$ bzw. $Sz_{II.1}$) zutreffen, zusätzlich wird die Kombination „Investition in PV-Anlagen & Windräder“ ($Sz_{I.2}$ bzw. $Sz_{II.2}$) untersucht. Alle bisher vorgestellten Grundszenarien werden 1. ohne die Möglichkeit des Einsatzes von Batterien betrachtet ($Sz_{I.1.1}$ u.a.) bzw. es wird die Möglichkeit der Investition in Batterien ($Sz_{I.1.2}$ u.a.) eröffnet. In welchem Umfang die Investitionen durchgeführt werden, entscheidet sich bei Minimierung der Zielfunktion „Kosten der Strombereitstellung“ (Gl. 2).

Tabelle 5:
Übersicht der Szenarien für die Simulationen

Szenario			Bezeichnung	Abkürzung
EE (ja/nein)	Art der EE (PV/Wind)	mit/ohne Batterie		
Sz_0			Ausgangssituation (Status-Quo) – ohne EE	Sz_0 (ohne EE)
Sz_I			Verkauf des überschüssigen Stroms mit Einspeisevergütung nach EEG	
	I.1		Investition ausschließlich in PV- Anlagen	
		I.1.1	... ohne Batterie	Sz_I.1.1 (PV o. B.)
		I.1.2	... mit Batterie	Sz_I.1.2 (PV m. B.)
	I.2		Investition in PV-Anlagen & Windräder	
		I.2.1	... ohne Batterie	Sz_I.2.1 (PV&W o. B.)
		I.2.2	... mit Batterie	Sz_I.2.2 (PV&W o. B.)
Sz_II			Investitionen in EE für Eigenbedarf, für Stromüberschuss keine/geringe Einspeisevergütung	
	II.1		Investition ausschließlich in PV- Anlagen	
		II.1.1	... ohne Batterie	Sz_II.1.1 (PV o. B.)
		II.1.2	... mit Batterie	Sz_II.1.2 (PV m. B.)
	II.2		Investition in PV-Anlagen & Windräder	
		II.2.1	... ohne Batterie	Sz_II.2.1 (PV&W o. B.)
		II.2.2	... mit Batterie	Sz_II.2.2 (PV&W m. B.)

Eine weitere Differenzierung wird vorgenommen, indem der Stromverbrauch unterschiedlich auf Tag und Nacht verteilt wird, z.B. variiert der Anteil des Stromverbrauchs am Tag in Stufen von 100%-75%-50%-25%-0% und entsprechend in der Nacht in Stufen von 0%-25%-50%-75%-100%. Zudem wird der Strompreis in drei Schritten erhöht, Ausgangsniveau für den betrieblichen Stromzukauf sind 0,20 €/kWh, dieser wird erhöht um den Faktor 2, 2,5 und 3. Insgesamt werden 350 Simulationsläufe durchgeführt.

Zunächst werden die Ergebnisse mit Einspeisevergütung (Sz_{I}) und ohne Einspeisevergütung (Sz_{II}) für die beiden extremen Lastkurven, erstens „Stromverbrauch nur am Tage (100% Tag)“ (Abbildung 9) und zweitens „Stromverbrauch nur in der Nacht (0% Tag)“ (Abbildung 10) vorgestellt. Gleichzeitig werden die Effekte einer Verdopplung bzw. Verdreifachung der Strompreise dargestellt. In Annäherung an die Lastkurven der oben vorgestellten Betriebsformen (Ackerbau, Futterbau und Veredlung) mit einer kleinstufigen Differenzierung der Aufteilung des Stromverbrauches zwischen Tag und Nacht erfolgt in den weiteren Kapiteln.

4 Ergebnisse der Simulationen

4.1 Optimale Investitionspfade bei Stromverbrauch nur am Tage

Bei weitgehender Übereinstimmung von Stromerzeugung (mit PV) und **Verbrauch (nur am Tage)** lassen sich die Stromkosten durch die Investition in PV-Anlagen reduzieren und auch langfristig, d.h. bei Strompreissteigerungen stabil halten (Abbildung 9). In allen in diesem Abschnitt (Stromverbrauch nur am Tage) betrachteten Varianten wird keine Batterie benötigt, da in der Nacht kein Strom verbraucht wird. Die Szenarien enthalten alle die Möglichkeit einer Investition, diese Option wird jedoch in keinem Fall gezogen. Ausgehend von den aktuellen Strompreisen beim Zukauf von Strom für 0,20 €/kWh (Sz_0) ergeben sich folgende Einsparmöglichkeiten bei den betrieblichen Stromkosten, wenn in EE investiert wird, wobei die EE-Kapazität auf 730 kWp, d.h. 200 % des betrieblichen Standard-Jahresstromverbrauchs von 365 MWh begrenzt wird.

Sz_I : Mit Einspeisevergütung nach EEG (PV-Strom 13 Cent/kWh bzw. Windstrom 5 Cent/kWh; Abbildung 9, links)

- In diesem Szenario wird bis zum vorgegeben Maximum (200% des Jahresstrombedarfes) in EE (PV bzw. PV&Wind) investiert, da durch den Verkauf des nicht für den Eigenbedarf benötigten Stroms zusätzliche Überschüsse generiert werden können.

Die Stromkosten sinken von 0,20 EUR/kWh beim Zukauf (Sz_0) auf 0,13 EUR/kWh ($Sz_{I.1.2}$, PV), wenn in eine **PV-Anlage** mit 730 kWp investiert wird. Durch Stromverkauf und Gewinn aus dem überschüssigen PV-Strom verbilligen sich die betrieblichen Stromkosten unter EEG-Bedingungen mit garantierter Einspeisevergütung (Abbildung 9, links).

Der zusätzliche Einsatz von **Windenergie**, d.h. die Beteiligung an Investitionen in Windräder mit Bezugsrechten von Strom zu den Herstellungskosten von 0,0472 EUR/kWh, würde die betrieblichen Stromkosten noch weiter reduzieren und zwar auf 0,12 EUR/kWh ($Sz_{I.2.2}$, PV&Wind). In dieser Kombination von PV und Wind werden bei niedrigen Strompreisen (Zukauf für 20 Cent/kWh) ein geringerer Anteil (37%) in PV-Kapazität und mit 65% Anteil mehr

in Windräder investiert. Mit steigendem Zukaufpreis für Strom (Faktor 2 bzw. 3) steigt der Anteil der PV-Kapazitäten auf 54% bzw. 56%, entsprechend

Sz_II: Ohne Einspeisevergütung für überschüssigen Strom

Fällt die Einspeisevergütung weg, so werden nur noch ca. 60% PV-Kapazitäten (58,5% = 214 kWp im Vergleich zum Jahresstromverbrauch von 365 MWh) ausgebaut. Die betrieblichen Stromkosten steigen um 4 Cent auf 0,17 EUR/kWh (Sz_II.1.2, PV), da zwar die PV-Stromerzeugungskosten bei 0,115 EUR/kWh liegen, jedoch muss der fehlende Strom für 0,20 EUR/kWh zugekauft werden (Abbildung 9, rechts). Steigende Strompreise führen zu einem weiteren Ausbau der PV-Kapazitäten auf ca. 80% (Verdopplung) und ca. 100% (Verdreifachung).

Der zusätzliche Einsatz von **Windenergie**, d.h. die Beteiligung an Investitionen in Windräder mit Bezugsrechten von Strom zu den Herstellungskosten von 0,0472 EUR/kWh, würde die betrieblichen Stromkosten noch weiter reduzieren und zwar auf 0,17 EUR/kWh (Sz. II.2.2, PV&Wind). Die EE-Kapazitäten verteilen sich ca. hälftig auf PV-Anlagen und Windräder. Der Ausbau der EE-Kapazitäten erhöht sich bei steigenden Zukaufpreisen für Strom auf 146% (Verdopplung) bzw. auf 167% (Verdreifachung).

Zusammenfassend kann zunächst festgestellt werden, dass steigende Marktpreise für Stromzukauf um das Doppelte oder sogar das Dreifache zu ebenfalls steigenden betrieblichen Stromkosten führen, getrieben durch den Kostenanteil beim Zukaufstrom. Bestünde nur die Möglichkeit in PV-Anlagen und nicht in die lukrativere Kombination PV&Wind zu investieren, könnten die betrieblichen Stromerzeugungskosten im Falle einer Preisverdoppelung immerhin bei 0,25 EUR/kWh und bei einer Verdreifachung der Marktpreise für Strom bei 0,32 EUR/kWh stabilisiert werden (Sz_II.1.2, PV).

Eine Batterie wäre zwar grundsätzlich als Investitionsvariante möglich, ist jedoch in allen den in Abbildung 9 dargestellten Varianten des **Verbrauchs (nur am Tage)** (noch) nicht wirtschaftlich. Ganz anders stellt sich dies in der Variante dar, die Stromverbrauch nur in der Nacht (0% Tag) untersucht.

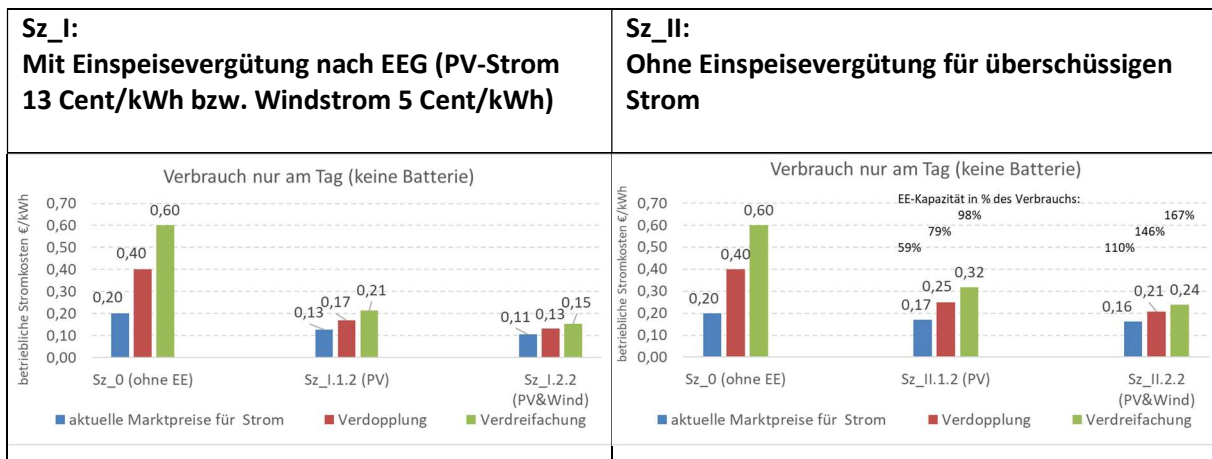


Abbildung 9: Kosten des Stromverbrauches für einen Betrieb mit Verbrauch nur am Tag (100% Tag) für Status quo (0,20 Cent/kWh) und bei Verdoppelung bzw. Verdreifachung des Strompreises sowie bei Investitionen in PV bzw. PV&Wind; Batterien lohnen sich nicht!

4.2 Optimale Investitionspfade bei Stromverbrauch nur in der Nacht

Bei einem Muster der Lastkurve mit einem Stromverbrauch nur in der Nacht (0% am Tag) kann der Strombedarf nur bedient werden durch Stromzukauf, Windstrom oder aus PV-Anlagen, wenn letztere den PV-Strom in Batterien einspeisen. Ein kleiner Gewinn könnte zwar erzielt werden, wenn der PV-Strom nach EEG vermarktet würde, größere Steigerungen beim Zukaufpreis für Strom lassen sich jedoch nur abwenden, wenn auf Windstrom zurückgegriffen werden kann, um den Anstieg der betrieblichen Stromkosten zu begrenzen (Abbildung 10).

Ausgehend von den aktuellen Strompreisen beim Zukauf von Strom für 0,20 €/kWh (Sz_0) ergeben sich folgende Einsparmöglichkeiten bei den betrieblichen Stromkosten:

Sz_I: Mit Einspeisevergütung nach EEG (PV-Strom 13 Cent/kWh bzw. Windstrom 5 Cent/kWh)

- So sinken die Stromkosten von 0,20 EUR/kWh beim Zukauf (Sz_0) auf 0,16 EUR/kWh (Sz_I.1.1 und Sz_I.1.2, PV), wenn in eine **PV-Anlage** investiert und der Strom nach EEG eingespeist wird. Hierbei ist unterstellt, dass bis zur maximalen doppelten PV-Kapazität (200% = 730 kWp im Vergleich zum Jahresstromverbrauch von 365 MWh) ausgebaut werden kann. Auch hier findet quasi eine Quersubventionierung durch Stromverkauf und Gewinn aus dem gesamten PV-Strom statt (Abbildung 10, links). Bei stärker steigenden Strompreisen (Verdreifachung) wird in eine Batterie investiert, die zwar 100% des Strombedarfes abdecken könnte, da jedoch bei fehlendem Sonnenschein zeitweise noch Strom zugekauft werden muss, wird nur ein Autarkiegrad von ca. 63% erreicht.

Der zusätzliche Einsatz von **Windenergie**, d.h. die Beteiligung an Investitionen in Windräder mit Bezugsrechten von Strom zu den Herstellungskosten von 0,0472 EUR/kWh, würde die

betrieblichen Stromkosten noch weiter reduzieren und zwar auf 0,08 EUR/kWh (Sz_I.2.1 und Sz_I.2.2, PV&Wind). Der Anteil der EE-Kapazitäten von PV-Strom und Wind-Strom teilt sich auf in ca. 20%-30% PV und 80%-70% Wind (Sz_I.2.2, PV&Wind).

SZ_II: Ohne Einspeisevergütung für überschüssigen Strom

Fällt die EEG-Einspeisevergütung weg (Abbildung 10, rechts), so würde auch keine PV-Anlage gebaut, solange nicht mit stärker steigenden Marktpreisen (mindestens um das Dreifache!) zu rechnen ist. Letztere Variante (Sz_II.1.2, PV), basiert auf einer 306 kWp PV-Anlage, welche zur Abdeckung von 84% des betrieblichen Strombedarfes ausreicht und funktioniert dann nur in Kombination mit einer Batterie. Die Batterieabdeckung ihrerseits sollte dann 100% des PV-Stromes betragen.

Der zusätzliche Einsatz von **Windenergie**, d.h. die Beteiligung an Investitionen in Windräder mit Bezugsrechten von Strom zu den Herstellungskosten von 0,0472 EUR/kWh, würde die betrieblichen Stromkosten noch weiter reduzieren und zwar auf 0,15 EUR/kWh bei aktuellen Marktpreisen für Stromzukauf und ansteigen auf 0,20 EUR/kWh bzw. 0,25 EUR/kWh bei einer Verdoppelung bzw. Verdreifachung des Strompreises (Sz_II.2.1 und Sz_II.2.2, PV&Wind). Bei aktuellen Strompreisen als auch bei einer Verdoppelung des Strompreises würde lediglich Windstrom zum Einsatz kommen, erst bei einer Verdreifachung des Strompreises wird PV und Wind mit den Anteilen 9% PV und 91% Wind kombiniert (Sz_II.2.2, PV&Wind), dann allerdings in Kombination mit einer Batterie (Batterieabdeckung 19%). Hierbei würde ein Autarkiegrad von 84% erreicht werden können.

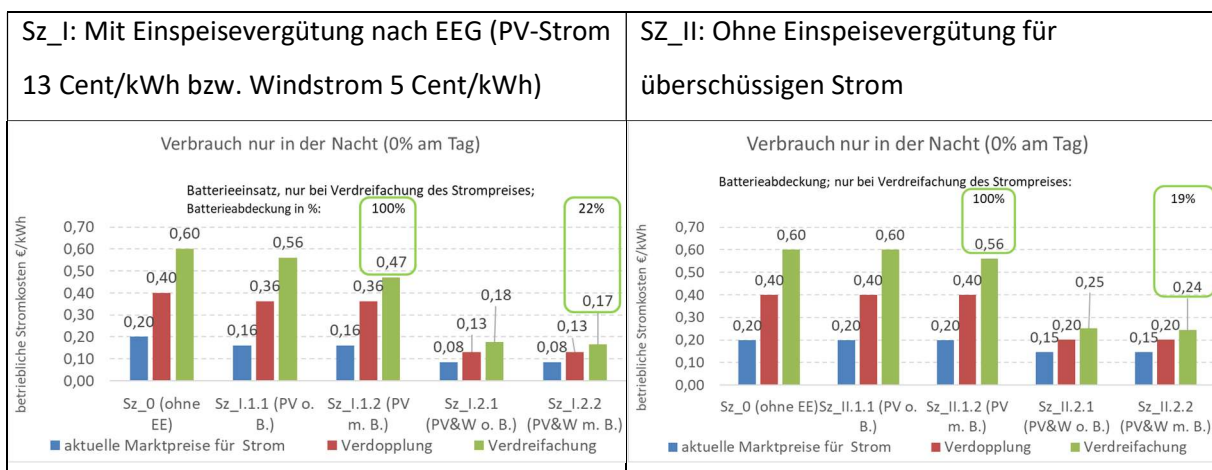


Abbildung 10: Kosten des Stromverbrauches für einen Betrieb mit Verbrauch nur in der Nacht (0% Tag) für Status quo (0,20 Cent/kWh) und bei Verdoppelung bzw. Verdreifachung des Strompreises sowie bei Investitionen in PV bzw. PV&Wind; nur bei Verdreifachung, bei PV-Strom 100% & bei Wind/PV 22% (100% Tag) /19% (0% Tag) Batterieüberdeckung

In den vorangegangenen Kapiteln wurde der mögliche Einsatz von Batterien für die beiden extremen Szenarien eines Stromverbrauchs nur am Tage bzw. nur während der Nacht analysiert.

In den folgenden Kapiteln sollen auch die dazwischenliegenden Varianten mit 75%-50%-25% Stromverbrauch am Tage dargestellt werden, sowie die Auswirkungen einer Strompreissteigerung um das 2.5-fache. Letzteres, weil sich herausgestellt hat, dass erst bei einer Strompreissteigerung von über dem zweifachen die Investitionen in Batterien lohnen würden.

4.3 Sz_I: Stromkosten und Vorteil bei Nutzung EE – mit Einspeisevergütung!

4.3.1 Investitionen in PV-Anlagen - Sz_I.1

Unter den derzeit gültigen Bedingungen des EEG und seinen Regelungen zur Stromeinspeisung in das öffentliche Netz, ist eine Investition in Solaranlagen wirtschaftlich sinnvoll, solange wie hier unterstellt die Erzeugungskosten für Strom (0,1105 EUR/kWh) unter der Einspeisevergütung (0,13 EUR/kWh) liegen. Die Größe der PV-Anlage wird dann nur begrenzt durch die verfügbaren Dachflächen, wobei hier angenommen ist, dass diese Grenze bei 200% des betrieblichen Strombedarfes, nämlich bei 730 kWp liege. Unabhängig von den Lastkurven und von Strompreissteigerungen sollte das betriebliche Potential durch Investitionen in diese Art der Erneuerbaren Energien ausgenutzt werden. Bei steigendem Strompreis und zunehmendem Stromverbrauch in der Nacht wird die Investition in eine Batterie empfehlenswert. Die optimale Batterieabdeckung steigt dabei von 20% (75% Stromverbrauch am Tage und 2,5-fache Strompreissteigerung) auf 100 % (0% Stromverbrauch am Tage und 3-fache Strompreissteigerung). Im Jahresverlauf wird eine Auslastung der Batterie zwischen 70 und 80 % erreicht (Tabelle 6).

Tabelle 6:

Technik der Stromproduktion - Größe der PV-Anlage und der Batterie sowie Batterieauslastung; jeweils in %; bei Begrenzung auf max. 200% des betrieblichen Verbrauchs

Eigenversorgung mit		PV (ohne Batterie) – Größe in % des Verbrauchs				PV&Batterie – Batterieabdeckung in % des Verbrauchs (und Auslastung in %)			
Strompreissteigerung um Faktor		1 (Status quo)	2	2,5	3	1 (Status quo)	2	2,5	3
Zukaufpreis für Strom, €/kWh		0,2	0,4	0,5	0,6	0,2	0,4	0,5	0,6
Lastkurven - Anteil Verbrauch am Tage, %	0%	Gleicher Wert für alle Varianten, da sich die Investition lohnt wird der maximal vorgegebene Wert von 200% erreicht				0	0	95% (79%)	100% (79%)
	25%					0	0	70% (75%)	94% (72%)
	50%					0	0	45% (71%)	62% (70%)
	75%					0	0	20% (69%)	31% (68%)
	100%					0	0	0%	0%

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Autarkiegrad liegt zwischen Null und ca. 80%, wenn PV-Anlagen, zunächst betrachtet ohne Batterien, zum Einsatz kommen. Je höher der Stromverbrauch am Tage ist, umso höher ist die erreichte Autonomie. Ein um den Faktor 2,5 höherer Strompreis führt, wie bereits erläutert, zu einem rentablen Einsatz von Batterien; damit steigt auch der Autarkiegrad, zunächst auf Werte zwischen 60% und 80%, bei dreifach höherem Strompreis in allen Fällen auf ca. 80% (Abbildung 11).

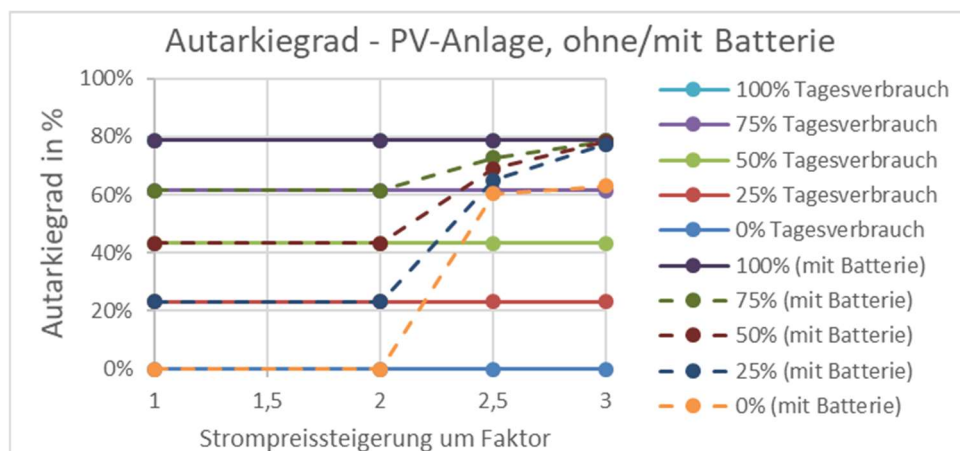


Abbildung 11: Autarkiegrad bei Investitionen in PV-Anlagen (Sz_I.1) mit und ohne Batterie

Die Kosten der betrieblichen Stromversorgung liegen im Status quo ohne EE (Sz_0) bei 20 Cent/kWh. Wird in PV-Anlagen investiert, können sie bei 100% Verbrauch am Tage zunächst auf 12 Cent/kWh sinken, um dann bei zunehmendem Verbrauch in der Nacht und bei 3-fach steigendem Strompreis auf bis zu 56,1 Cent/kWh anzusteigen. Der zusätzliche Einsatz einer Batterie lohnt sich ab einer 2,5-fachen Strompreissteigerung und wenn mindestens 25% des Stromes in der Nacht verbraucht werden (Tabelle 6). Im Extremfall können dadurch ca. 9 Cent/kWh (0,561 - 0,470 EUR/kWh) eingespart werden (Tabelle 7).

Tabelle 7:
Kosten der betrieblichen Stromversorgung, EUR/kWh

Eigenversorgung mit		PV (ohne Batterie)				PV&Batterie			
Strompreissteigerung um Faktor		1 (Status quo)	2	2,5	3	1 (Status quo)	2	2,5	3
Zukaufpreis für Strom, €/kWh		0,2	0,4	0,5	0,6	0,2	0,4	0,5	0,6
Lastkurven - Anteil Verbrauch am Tage, %	0%	0,161	0,361	0,461	0,561	0,161	0,361	0,432	0,470
	25%	0,151	0,305	0,382	0,459	0,151	0,305	0,369	0,392
	50%	0,142	0,255	0,312	0,369	0,142	0,255	0,308	0,330
	75%	0,134	0,211	0,250	0,288	0,134	0,211	0,249	0,271
	100%	0,127	0,170	0,191	0,212	0,127	0,170	0,191	0,212

Der Vorteil einer Investition in eine PV-Anlage ist umso größer, je mehr Strom am Tage verbraucht werden kann. Der zusätzliche Nutzen einer Batterie stellt sich erst ab bestimmten Preisdifferenzen zum Zukauf von Strom und dies insbesondere bei erhöhtem Nachtverbrauch ein (Abbildung 12).

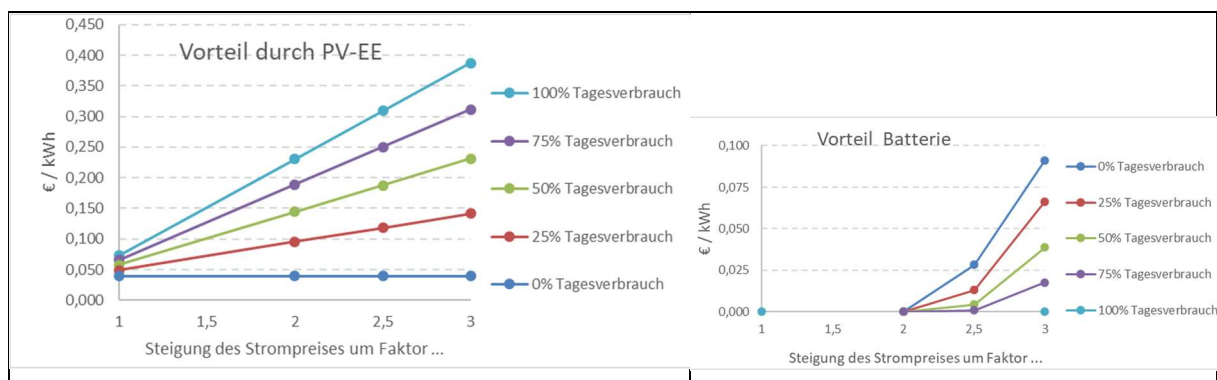


Abbildung 12: Wirtschaftliche Vorteile der Investition in PV-Anlagen zur betrieblichen Stromversorgung und der Zusatznutzen einer Investition in Batterien

4.3.2 Investitionen in PV-Anlagen und Windräder (PV&Wind)

Die wenigsten Betriebe werden einen Zugang zu derart „billigem“ Windstrom haben, wie hier unterstellt. Langfristig ist dies nicht auszuschließen, insbesondere, wenn Szenario Sz_II.2.2 eintritt, sofern nämlich auch Windräder, älter als 20 Jahre und nicht für Repowering geeignet, aus der Förderung durch das EEG herausfallen (Fuchs et al. 2020). Interessant bei dieser Fragestellung ist zunächst die Aufteilung der Kapazitäten bzw. der Umfang der Investitionen in PV-Anlagen respektive Windräder.

Grundsätzlich gilt auch hier, wie in allen vorher beschriebenen Fällen, dass bei einer rentablen Stromproduktion unter den Bedingungen des EEG, d.h. mit garantierter Einspeisevergütung, immer der betrieblich maximale Investitionsumfang empfehlenswert wäre.

Zunächst fällt auf, dass überwiegend in die pro kWh günstigere Variante, das Windrad, investiert wird. Erst bei überwiegendem Verbrauch des Stromes am Tage (100%) und bei steigenden Strompreisen werden 64% Anteile und mehr durch PV-Strom erzeugt. Bei der Kombination PV & Wind ist der Einsatz von Batterien noch stärker auf Szenarien mit höheren Zukaufpreisen (3-facher Strompreis) und Stromverbrauch in der Nacht beschränkt (Tabell3 8). Der Autarkiegrad liegt generell etwas höher als bei reinen PV-Anlagen und steigt im Extrem bis auf 94% an (Abbildung 13).

Tabelle 8:

Technik der Stromproduktion bei EE aus Wind und PV, mit Batterie - Größe der Anteile an einem Windrad, an der PV-Anlage und der Batterie sowie Batterieauslastung; jeweils in %; bei Begrenzung auf max. 200% des betrieblichen Verbrauchs

Eigenversorgung mit		Verhältnis PV–Anlagengröße und Windkapazität (Summe jeweils 100%)				Batterieabdeckung in % des Verbrauchs (und Auslastung in %)				
Strompreissteigerung um Faktor		1 (Status quo)	2	2,5	3	1 (Status quo)	2	2,5	3	
Zukaufpreis für Strom, €/kWh		0,2	0,4	0,5	0,6	0,2	0,4	0,5	0,6	
Lastkurven - Anteil Verbrauch am Tage, %	0%	Anteile PV: Wind:	18%	21%	19%	23%	0	0	0	22%* (52%)
	25%		72%	79%	81%	77%	0	0	0	0
			35%	17%	25%	25%				
	50%		65%	73%	75%	75%	0	0	0	0
			36%	34%	34%	34%				
	75%		64%	66%	66%	66%	0	0	0	0
33%		40%	43%	46%						
100%	67%	60%	57%	54%	0	0	0	0		
	37%	64%	64%	66%						
	63%	46%	46%	44%						

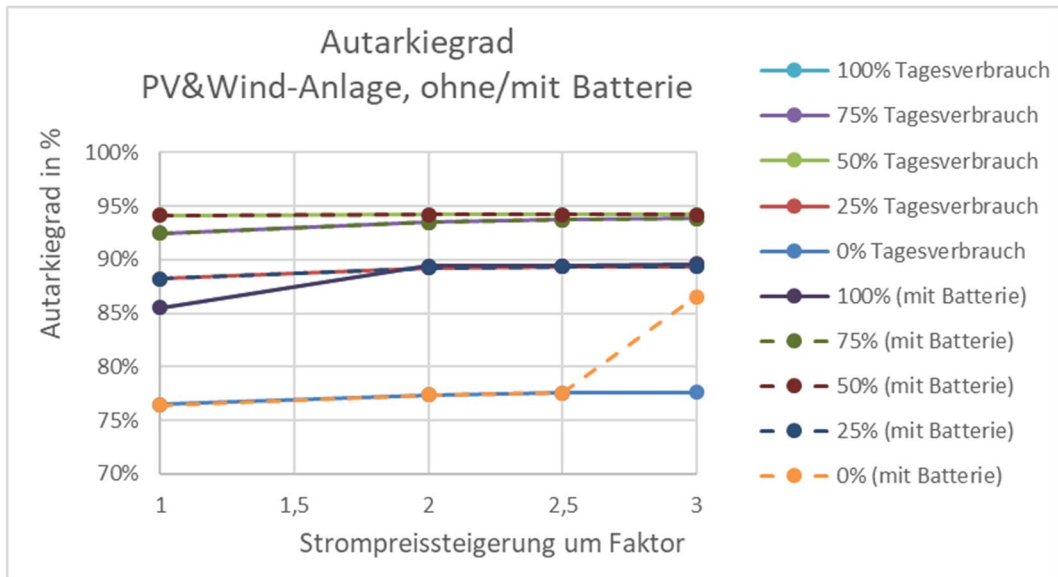


Abbildung 13: Autarkiegrad bei Investitionen in PV&Wind (Sz_I.2) mit und ohne Batterie

Die Kosten der betrieblichen Stromversorgung bei der Kombination von PV&Wind sind nochmals niedriger als bei der alleinigen Investition in PV-Anlagen. Hier ist sogar der Effekt zu beobachten, dass die Stromkosten nochmals sinken, wenn mehr Strom in der Nacht verbraucht wird (Tabelle 9). Dies ist auf den nächtlichen Stromertrag der Windräder zurückzuführen. Wegen des bereits erwähnten relativ hohen Autarkiegrades ist auch der Kostenanstieg bei einer Preissteigerung am Strommarkt limitiert. Im Vergleich mit ausschließlichen PV-Anlagen würde sich durch die Kombination mit Windrädern ein leicht höherer wirtschaftlicher Vorteil von maximal 50,8 ct/kWh (PV&Wind bei 50% Stromverbrauch am Tag, Abbildung 14) anstatt nur 38,8 ct/kWh (nur PV und 100% Stromverbrauch am Tag, Abbildung 12) gegenüber dem Status quo (ohne EE) ergeben. Ein Zusatznutzen durch den Einsatz von Batterien in Höhe von lediglich ca. 1 ct/kWh würde sich in den zuletzt betrachteten Szenarien mit PV&Wind nur bei starken Strompreissteigerungen (3-fach) und einem Stromverbrauch nur bei Nacht ergeben (Abbildung 14).

Tabelle 9: Kosten der betrieblichen Stromversorgung bei der Kombination von PV&Wind, EUR/kWh

Eigenversorgung mit		PV&Wind				PV&Wind&Batterie			
Strompreissteigerung um Faktor		1 (Status quo)	2	2,5	3	1 (Status quo)	2	2,5	3
Zukaufpreis für Strom, €/kWh		0,2	0,4	0,5	0,6	0,2	0,4	0,5	0,6
Lastkurven - Anteil Verbrauch am Tage, %	0%	0,085	0,131	0,153	0,176	0,085	0,131	0,153	0,166
	25%	0,083	0,116	0,132	0,149	0,083	0,116	0,132	0,149
	50%	0,069	0,081	0,138	0,155	0,069	0,081	0,138	0,155
	75%	0,084	0,097	0,104	0,110	0,084	0,097	0,104	0,110
	100%	0,119	0,131	0,141	0,152	0,119	0,131	0,141	0,152

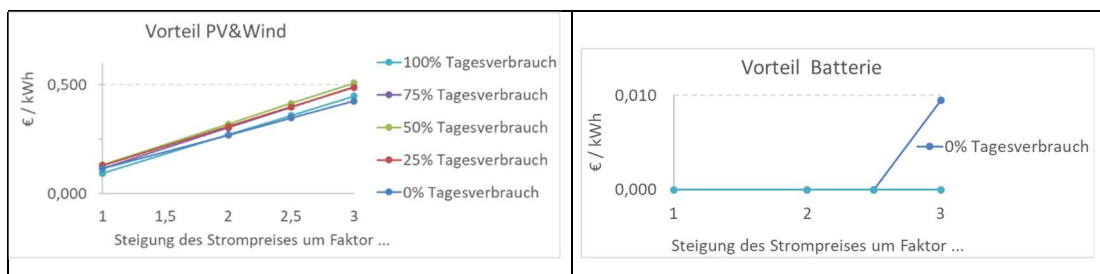


Abbildung 14: Wirtschaftliche Vorteile der Investition in PV&Wind-Anlagen zur betrieblichen Stromversorgung und der Zusatznutzen einer Investition in Batterien

4.4 Sz_II: Stromkosten und Vorteil bei Nutzung EE in der Zeit nach dem EEG, ohne Einspeisevergütung

Wie bereits dargestellt, würde man im Falle einer Investition in Erneuerbare Energien, die lediglich der betrieblichen Eigenversorgung dienen soll, die Kapazitäten der Stromproduktion an den betrieblichen Bedarf anpassen. Damit werden PV-Kapazitäten bis maximal zur Höhe des betrieblichen Verbrauchs aufgebaut (Tabelle 10). Im Falle von möglichen Investitionen in Anteile von Windrädern wäre auch eine Überzeichnung (um bis zu 100% bei den höchsten unterstellten Strompreisen) wirtschaftlich, wobei dann ein wesentlich größerer Teil abgeregelt werden müsste. Auf eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse der technischen Ausgestaltung einer kombinierten Investition von PV-Anlage und Windrad wird hier für den Fall das Szenario Sz_II.2 (ohne Einspeisevergütung) verzichtet, da die wesentlichen Zusammenhänge bereits dargestellt wurden.

Fallen die EE-Anlagen aus der EEG-Förderung heraus, d.h. kann weniger Strom zu garantierten Preisen verkauft werden, dann verteuert sich die betriebliche Stromversorgung. Die Kosten der betrieblichen Stromversorgung steigen um 4 bis 6 Cent im Status quo (aktuelle Marktpreise) und bis zu 10 Cent bei Strompreissteigerung mit Faktor 3.

Tabelle 10:

Technik der Stromproduktion - Größe der PV-Anlage und der Batterie sowie Batterieauslastung; jeweils in %; nach Auslaufen des EEG

Eigenversorgung mit		PV-Anlage (ohne Batterie) – Größe in % des Verbrauchs				PV&Batterie: – PV-Größe in % des Verbrauchs; – Batterieabdeckung in % des Verbrauchs (und Auslastung in %)			
Strompreissteigerung um Faktor		1 (Status quo)	2	2,5	3	1 (Status quo)	2	2,5	3
Zukaufpreis für Strom, €/kWh		0,2	0,4	0,5	0,6	0,2	0,4	0,5	0,6
Lastkurven - Anteil Verbrauch am Tage, %	0%	---	---	---	---	---	---	---	84% 100% (65%)
	25%	15%	20%	22%	24%	15%	20%	28% 9% (49%)	103% 94% (60%)
	50%	29%	40%	44%	49%	29%	40%	56% 17% (49%)	102% 62% (57%)
	75%	44%	59%	66%	73%	44%	59%	84% 26% (49%)	100% 31% (54%)
	100%	59%	79%	88%	98%	59%	79%	88% ::: :::	98% ::: :::

,--- keine PV-Investition bzw. : keine Batterie

Quelle: Eigene Berechnungen

4.5 Zusammenfassender Vergleich der Batterieabdeckung und Batterieausnutzung

Der Batterieeinsatz wird wirtschaftlich interessant sobald ein gewisser Teil des am Tage produzierten Stroms in der Nacht benötigt wird und die Spanne zwischen Kosten der Stromproduktion einschließlich Speicherung und dem Zukaufpreis für Strom weiter ansteigt. Die Simulationen ergeben beispielsweise bei 25% Stromverbrauch in der Nacht und einer Strompreissteigerung mit Faktor 2,5 eine optimale Batterieabdeckung von 20% des Verbrauchs und es könnte eine Auslastung der Batterie von 69% erreicht werden. Darüber hinaus wäre eine Batterieabdeckung bei Lastkurven mit überwiegendem Verbrauch in der Nacht und bei weiter steigenden Zukaufpreisen für Strom bis zu einem Grad von 100% wirtschaftlich (Tabelle 11). Dabei ist zu beachten, dass in keinem Fall volle Autarkie erreicht

werden kann (Abbildung 13). Besteht die Möglichkeit der anteiligen Investition in ein Windrad mit dem Bezug von Strom zu Gestehungskosten, so verliert der Batterieeinsatz seine Bedeutung weitgehend.

Tabelle 11:
Batterieabdeckung in % des Verbrauchs (und Auslastung in %)

Variante		mit Einspeisevergütung			ohne Einspeisevergütung			
		PV&Batterie		PV&Wind	PV&Batterie		PV&Wind	
Faktor Preissteigerung		2,5	3	3	2,5	3	2,5	3
Zukaufpreis für Strom, €/kWh		0,5	0,6	0,6	0,5	0,6	0,5	0,6
Lastkurven - Anteil Verbrauch am Tage, %	0%	95% (79%)	100% (79%)	22% (52%)	---	100% (65%)	7% (48%)	19% (46%)
	25%	70% (75%)	94% (72%)	---	9% (49%)	94% (60%)	---	---
	50%	45% (71%)	62% (70%)	---	17% (49%)	62% (57%)	---	---
	75%	20% (69%)	31% (68%)	---	26% (49%)	31% (57%)	---	---
	100%	---	---	---	---	---	---	---

,--- kein Batterieeinsatz

4. Fazit - Handlungsempfehlungen für landwirtschaftliche Betriebe

Um einen höheren Eigenverbrauchsanteil der im Betrieb mittels Photovoltaik- oder Windkraft-Anlagen erzeugten elektrischen Energie realisieren zu können, sind Energiespeicher notwendig. Die Prüfung der Frage, ob eine solche strategische Investition zu ökonomisch positiven Effekten führt, entsteht grundsätzlich aus der Entwicklung der Preise, zum einen für die Einspeisung selbsterzeugten nichtnutzbaren Stroms in das öffentliche Netz, für den Bezug von Strom aus dem Netz sowie den Kosten für die Speicherung von elektrischem Strom. Da die Tendenz absehbar ist, dass die Strompreise steigen, die Vergütung der Einspeisung von im Betrieb erzeugter elektrischer Energie in das Netz sinkt und sich die Kosten für die Installation von Speichertechnik verringern, ist zu empfehlen, die jeweiligen betrieblichen Bedingungen und Anforderungen hinsichtlich entstehender ökonomischer Effekte zu untersuchen und entsprechende Modellrechnungen durchzuführen.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird unter den beschriebenen Rahmenbedingungen, insbesondere wegen der noch relativ hohen Kosten der Speichertechnik, überwiegend davon auszugehen sein, dass diese Investitionen nicht wirtschaftlich sind.

Allerdings lassen sich bereits heute Entwicklungstendenzen erkennen, wie sie vorstehend benannt wurden, die bei der Bewertung von Aufwand und Nutzen von weitgehend autarken Energiesystemen zu anderen Ergebnissen führen werden.

Mit besonderem Interesse sollten dabei Entwicklungen in der Speichertechnik, vor allem hinsichtlich der Technologien und Investitionskosten, beobachtet werden.

Unter gegenwärtigen Preisverhältnissen (Verkaufspreis für PV-Strom von 0,13 EUR/kWh bei Gestehungskosten von 0,11 EUR/kWh; Verkaufspreis von Windstrom von 0,05 EUR/kWh bei Gestehungskosten von 0,03 EUR/kWh; Kosten der Speicherung von Strom in einer Batterie 0,33 EUR/kWh; Stromzukauf zu 0,20 EUR/kWh) ist eine Investition in EE einzelbetrieblich sinnvoll, ein Batterieeinsatz jedoch noch unrentabel. Die De-Carbonisierung der Wirtschaft mit zunehmender Verfügbarkeit von (volatilem) Angebot an Erneuerbarem Strom – besonders am Tage – könnte zu einem Anstieg der Strompreise besonders in der Nacht führen. Zusammen mit sinkenden Kosten für Speicher, könnte der Einsatz von Batterien für dezentrale Stromerzeuger durchaus interessant werden: Generell würden Betriebe mit hohem Nachtstrombedarf und einer vorhandenen PV-Anlage oder eines Windrades als erste in Batterien investieren. Bei einem Anstieg der Strompreise um das 2,5-fache würde eine erste Wirtschaftlichkeitsschwelle überschritten und eine Batterieleistung zur Speicherung von 20% des Strombedarfes eines Tages wäre sinnvoll. Bei diesem Zukaufpreis für Strom wären im Veredlungsbetrieb (über 50% Strombedarf bei Nacht) eine Investition in eine Batteriekapazität in Höhe von 45% des Tagesbedarfes sinnvoll; die Kosteneinsparung allein durch die Investition in die PV-Anlage belief sich auf 37,6% im Vergleich ohne die eigenen Erneuerbaren Energien, durch den Batterieeinsatz könnten nochmals ca. 1% Kosten bei der betrieblichen Stromversorgung eingespart werden. Aus den Analysen folgt, dass sich die bereits zahlreich erfolgten Investitionen in die Erneuerbaren Energien für Landwirte heute schon auszahlen, ein Batterieeinsatz in landwirtschaftlichen Betrieben derzeit und auf absehbare Zukunft jedoch nur bedingt wirtschaftlich ist. Zur Abwendung von Risiken z.B. eines Stromausfalls kann eine Absicherung durch Batterien jedoch durchaus angebracht sein.

Zusammenfassung

Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien und ihre Ergänzung durch Batterien in der Landwirtschaft

Die Erzeugung erneuerbarer Energien aus Sonne (PV) und Wind unterliegt starken Schwankungen und bedarf deshalb einem Ausgleich durch Speicher. Auf individueller Basis, d. h. bei dezentraler Stromproduktion und überwiegendem Eigenverbrauch wird hier der Einsatz von Batterien für typische landwirtschaftliche Betriebe simuliert und optimiert.

Ausgehend von aktuellen Preisverhältnissen (Status quo) werden zukünftige Entwicklungsszenarien simuliert: Beim Status quo wurde ein Verkaufspreis für PV-Strom von 13 ct/kWh angenommen bei Produktionskosten von 11 ct/kWh. Der Verkaufspreis für Windstrom beträgt 5 ct/kWh bei Gestehungskosten von 3 ct/kWh. Die Kosten für die Stromspeicherung in einer Batterie erhöhen den Preis um 33 ct/kWh. Der Strombezug durch landwirtschaftliche Unternehmen wurde mit 20 ct/kWh angenommen.

Im Ergebnis ist im Status quo der Einsatz von Batterien angesichts der angenommenen Preisverhältnisse nicht wirtschaftlich. Änderung der Rahmenbedingungen, z.B. in Deutschland mit dem Atomausstieg und in der EU mit dem Green Deal (Kohleausstieg bzw. De-Carbonisierung) können zu einer erhöhten Verfügbarkeit von (fluktuierendem) erneuerbarem Strom führen, vor allem tagsüber. Der Bezug von Strom zu anderen Zeiten, wenn das Angebot knapp ist, kann andererseits zu Mangel und insbesondere nachts zu erhöhten Strompreisen führen. Zusammen mit sinkenden Kosten für die Batterien könnten diese als Stromspeicher in Zukunft sehr interessant werden. Die Ergebnisse sind auch auf andere Länder übertragbar, da die angenommenen Trends weltweit gelten.

Schlüsselwörter: Erneuerbare Energien; Batterie; PV-Anlage; Windkraftanlage

Summary

Economic viability of renewable energies and their supplementation by batteries in agriculture.

Given the current price ratios, using batteries would be unprofitable. A selling price of 0.13 €/kWh for PV electricity with production costs of 0.11 €/kWh was assumed. The sales price of wind power is 0.05 €/kWh with production costs of 0.03 €/kWh. The costs of storing electricity in a battery increase the price by 0.33 €/kWh. A price of 0.20 €/kWh is assumed for the purchase of electricity. The method used is a non-linear optimisation of the objective function "cost of electricity supply" in the simulation

model developed. As explained above, battery use is currently not economical (yet). Changing framework conditions such as nuclear phase-out, coal phase-out, de-carbonisation and the increasing availability of (volatile) supplies of renewable electricity - especially during the day - can lead to an increase in electricity prices, especially at night. Combined with decreasing costs for storage, battery use could become quite interesting for decentralised electricity producers.

Keywords: Renewable energy; Battery; PV system; Wind turbine

Literatur

1. EEG 2000 (2000) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305); hat das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) zum 1. April 2000 abgelöst.
2. Fuchs, C., Kasten J. and M. Vent (2020) Current State and Future Prospective of Repowering Wind Turbines: An Economic Analysis. *Energies* 2020, 13(12), 3048; <https://doi.org/10.3390/en13123048> and <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3048>
3. Hau, Erich (2016) *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 6th ed.; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2016.
4. Keller, L. (2016) Vergleich von theoretischem und tatsächlichem Stromverbrauch eines Landwirtschaftsbetriebes zur Optimierung des Energiemanagements. Bachelorarbeit an der Hochschule Neubrandenburg.
5. Landwirtschaftskammern Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen (2009) *Energieeffizienzverbesserung in der Landwirtschaft*. Verband der Landwirtschaftskammern e. V., Berlin, Germany. <https://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/technik/pdf/energieeffizienzverbesserung.pdf> (Zugriff 09.09.2020)
6. Mecklenburg-Vorpommern (2016) Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern (Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz - BüGembeteilG M-V) Vom 18. Mai 2016 * Das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern. Verkündet als Artikel 2 des Gesetzes über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern und zur Änderung weiterer Gesetze (GS Meckl.-Vorp. Gl. Nr. 230 - 2) vom 18. Mai 2016 (GVObI. M-V S. 258).
7. Mertens, K. (2020): *Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis*. 5., aktualisierte Auflage. Carl Hanser Verlag, München
8. Quaschnig, V. (2020): *Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Hintergründe - Techniken und Planung - Ökonomie und Ökologie - Energiewende*. 5., aktualisierte Auflage. Carl Hanser Verlag, München

9. Schock, K., Bettinger, C., Schild, V., Fuchs, C., Beck, H-P. (2015): Speicherung von PV-Energie und Nutzung in der Milchproduktion - Netzdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit. Poster auf der Gewisola-Tagung 23.09. bis 25.09.2015 in Gießen und Schriften der GeWiSoLa e.V., Perspektiven für die Agrar- und Ernährungswirtschaft nach der Liberalisierung, Bd. 51 (ISBN 978-3-7843-5463-7), 2016, S. 475-478.
10. Theodor Remmersmann (2018) Eigenproduktion von Strom aus Sonne und Wind. Münster, Germany. https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Allgemeines/Download/Tagungen_2019/Eigenstromproduktion.pdf (09.09.2020)
11. UNFCCC. (2017). United Nations framework convention on climate change: The Paris Agreement. Retrieved from http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php (07.11.2020)

Anschrift der Autoren

Prof. Dr. Clemens Fuchs,

Prof. Dr. Axel Poehls,

Katharina Skau,

Dr. Joachim Kasten,

Hochschule Neubrandenburg

Brodaer Straße 2

17033 Neubrandenburg

Hauptkontakt: cfuchs@hs-nb.de

Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei der Hochschule Neubrandenburg, die diese Arbeit im Rahmen der hochschulinternen Forschungsförderung im Jahr 2018 unter dem Projekttitel „Batterieeinsatz in der landwirtschaftlichen Stromproduktion“ gefördert hat.