

Die optimale Kombination von Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern auf Kommunalen Ebene

David Reinartz
Fachhochschule Köln
Institut für Elektrische Energietechnik
Köln, Deutschland
David.Reinartz@smail.fh-koeln.de

Es wird die optimale Kombination von Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern auf Kommunalen Ebene untersucht. Bei der Kombination von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen kommt es zu Synergieeffekten.

Ziele sind: Dass eine Kommune sich mit einem Batteriespeicher zu 100% selber mit Energie versorgen kann. Die optimale Kombination der installierten Leistung zwischen Windkraft und Photovoltaik zu finden. Eine optimale Speicherplatzierung im Mittelspannungsnetz der Gemeinde zu finden.

Das Ergebnis: Es wird ein sehr großer Speicher von 973,42MWh für eine 100%ige autarke Versorgung benötigt. Die optimale Kombination der installierten Leistungen liegt bei 71,35% Windkraft und 28,65% Photovoltaik. Ein Speicher kann an den Erzeugungsanlagen und an den Verbrauchern vorgesehen werden.

einen größeren Netzausbau mehr dezentrale EE-Erzeuger installiert werden. Bei dem Einsatz von PV-Anlagen und Windkraftanlagen auf dezentraler Ebene gilt es zu beachten, dass eine PV-Anlage ein sich täglich, mit einem Peak zur Mittagszeit, wiederholendes Verhalten, eine Windkraftanlage wiederum ein sich innerhalb einer bis mehrerer Wochen wiederholendes Verhalten zeigt. Für eine Windkraftanlage ist somit ein Wochenspeicher und für eine PV-Anlage ein Tagesspeicher auszulegen, um die erzeugte Energie speichern zu können. Kombiniert man allerdings beide Techniken, kommt es zu Synergieeffekten, welche für die Auslegung des Speichers und die Steigerung des Autarkiegrads genutzt werden können. Der Erkenntnisgewinn dieser Veröffentlichung beläuft sich somit im Speziellen auf die optimale Kombination der installierten Leistungen von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen unter dem Einsatz eines Batteriespeichers.

I. EINLEITUNG UND MOTIVATION

Laut Erneuerbare Energien Gesetz, welches im Jahr 2012 novelliert wurde, soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch mindestens bis 2050 sukzessive auf 80% gesteigert werden [11].

Aber wie ist das zu erreichen? Und welche Probleme werden dabei auftreten?

Schon heute ist durch den Deregulierungsprozess im europäischen Energiemarkt eine Veränderung zu spüren.

Der Energiesektor geht mehr und mehr in einen Wettbewerb über. Durch diese Liberalisierung des Strommarkts wird der Trend zu dezentraler Stromerzeugung- und Einspeisung noch verstärkt. Nach heutigem Stand ist es für die Endverbraucher, sowie die vorhandenen Netze die beste Option, möglichst viel der erzeugten Energie vor Ort zu verbrauchen. So werden Verluste minimiert und das Netz wird weniger belastet. Zudem wird es immer attraktiv den erzeugten Strom selber zu verbrauchen, da durch die im EEG 2012 beschlossene monatliche Degression der Einspeisevergütungen, diese immer weiter sinken werden. Dafür sind jedoch Energiespeicher von Nöten, da der Verbrauch nur bedingt der Erzeugung angeglichen werden kann und somit beide voneinander zu entkoppeln sind. Durch eine solche Maßnahme können ohne

II. STAND DER TECHNIK UND WISSENSCHAFT

Das Reiner Lemoine Institut und die Engineering-Abteilung der Solarpraxis ließen im Rahmen einer Masterarbeit, die Kombination von Photovoltaik und Windkraft als integriertes Kraftwerk auf gleicher Fläche untersuchen. Das Ergebnis ist, dass sich Windkraft und Photovoltaik aufgrund ihrer geringen Gleichzeitigkeit optimal und netzentlastend ergänzen. Nach heutigem Stand gibt es kaum Anlagen, bei denen eine solche Kombination von Windkraft und Photovoltaik als Park auf einer Fläche oder auf kommunaler Ebene verwendet wird. Sie werden fast ausschließlich getrennt gebaut und teilweise sogar als Konkurrenz gesehen. Allerdings ist dies laut den Ergebnissen der Arbeit ein Fehler, denn die Verschattung durch die Rotorblätter und Türme der Windkraftanlagen zieht nur Verluste für den Ertrag, von einem bis zwei Prozent nach sich. Zudem wird durch die Synergieeffekte (vgl. III) die Netzanschlussleitung geringer belastet, als dies der Fall wäre, wenn beide Technologien getrennt betrachtet würden. Falls der äußerst seltene Fall auftritt, dass beide

Kraftwerke ihre volle Leistung liefern, kann durch eine Begrenzung des Energieflusses auf 60% der Peakleistung ein Betrieb weiterhin gewährt werden. Trotzdem treten nur Ertragsverluste von drei bis vier Prozent auf. Zudem muss die Netzanschlussleitung nicht größer ausgelegt werden. Die Verluste sind allerdings vom Verhältnis der installierten Leistung abhängig. Liegt ein Verhältnis von 1:2 von Windkraft zu Photovoltaik vor, kommt es zu oben genannten Verlusten. Liegt hingegen ein Verhältnis von 1:8 vor, liegen die Verluste auch nur 10% [12].

III. SYNERGIEEFFEKTE BEI DER KOMBINATION VON WINDKRAFT UND PHOTOVOLTAIK

Durch die Kombination von Windkraftanlagen und PV-Anlagen kann aufgrund der geringen Gleichzeitigkeit der Erzeugung von Energie beider Technologien, die Erzeugung gleichmäßig werden. In Abbildung 1 (oben) ist die Erzeugung durch eine PV-Anlage und durch eine Windkraftanlage, sowie deren Kombination (unten) im Frequenzbereich aufgetragen (die Frequenz wurde äquivalent, um eine einfachere Darstellung zu gewährleisten, in Tage umgerechnet). Dafür wurden die Erzeugerprofile einer Fourier Analyse unterzogen. So lässt sich das prägnanteste Verhalten der einzelnen Technologien bestimmen und grafisch darstellen.

Bei der Installation einer Photovoltaikanlage wird aufgrund des zyklischen Verhaltens der Solareinstrahlung, die sich täglich mit einem Peak zur Mittagszeit wiederholt (siehe Abbildung 1, Markierung Nr. 2 oben grüner Plot), ein Tagesspeicher benötigt, um die Gesamte Energie speichern zu können. Und damit die Flauten in Zeiten ohne Einstrahlung, zumeist nachts, überbrückt werden.

Wird das zyklische Verhalten einer Windkraftanlage im Norden Deutschlands betrachtet, lassen sich deutliche Unterschiede im Vergleich zu einer Photovoltaikanlage ausmachen. Es dominiert ein, sich alle 33 Tage wiederholendes Verhalten (Abbildung 1, Markierung Nr.4 oben schwarzer Plot), gefolgt von einem sich wöchentlich wiederholenden Verhalten (Abbildung 1, Markierung Nr.3 oben schwarzer Plot), welches typisch für das Vorhandensein eines Tiefdruckgebietes ist.

Werden allerdings beide Technologien (Abbildung 1 unten) zu gleichen Teilen kombiniert, lässt sich gerade in Bezug auf die Windkraft ein deutlich geglättetes Verhalten beobachten. Der sich alle 33 Tage wiederholende dominante Zyklus konnte durch die Überlagerung der Photovoltaikanlage geglättet werden (Abbildung 1, Markierung Nr.4 unten schwarzer Plot). Das jetzt dominierende Verhalten ist das eines Tagesspeichers. Nichtsdestotrotz sind Tendenzen zu einem Wochenspeicher (Abbildung 1, Markierung Nr.3 unten schwarzer Plot) immer noch gegeben, wenn auch in deutlich abgeschwächter Form. Das Verhalten kann durch eine optimale Verteilung der Erzeugung zwischen PV und

Windkraft weiter verbessert werden. Dieser Effekt wird in Kapitel IV anhand eines konkreten Beispiels weiter erörtert.

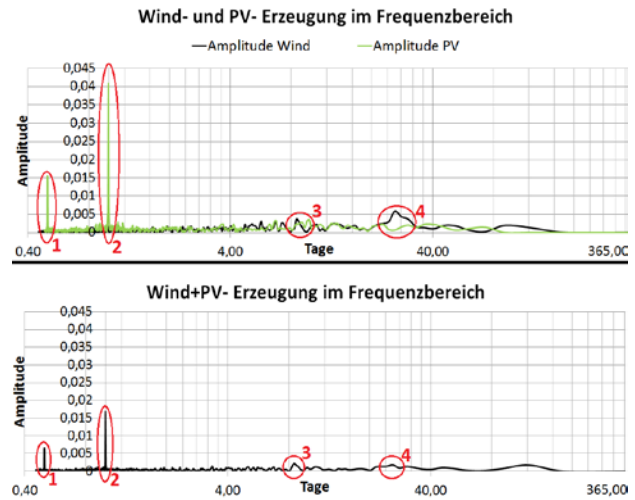


Abbildung 1: Zyklische Verhalten einer Windkraftanlage, Photovoltaikanlage und deren Kombination, entstanden durch eine Fourier Transformation der Erzeugerprofile

Abbildung 1: Zyklische Verhalten einer Windkraftanlage, Photovoltaikanlage und deren Kombination, entstanden durch eine Fourier Transformation der Erzeugerprofile

Zudem lässt sich das Erzeugungsverhalten anhand des Autarkiegrades, durch die Darstellung zweier Beispielanlagen mit jeweils summarisch gleichen Verbrauch wie Erzeugung und einer 100%ige Erzeugung durch Photovoltaik bzw. unter dem Einsatz einer 100%igen Erzeugung durch Windkraft, darstellen.

Dafür ist in Abbildung 2 oben der Autarkiegrad einer 100%igen Erzeugung durch PV und im unterem Bereich eine 100%ige Erzeugung durch Windkraft dargestellt. Dabei handelt es sich bei der Abbildung um ein Wasserfalldiagramm, auf der x-Achse ist der Tag des entsprechenden Jahres dargestellt, die y-Achse gibt die zugehörige Uhrzeit an und die Farbskala gibt den jeweils aktuellen Autarkiegrad an.

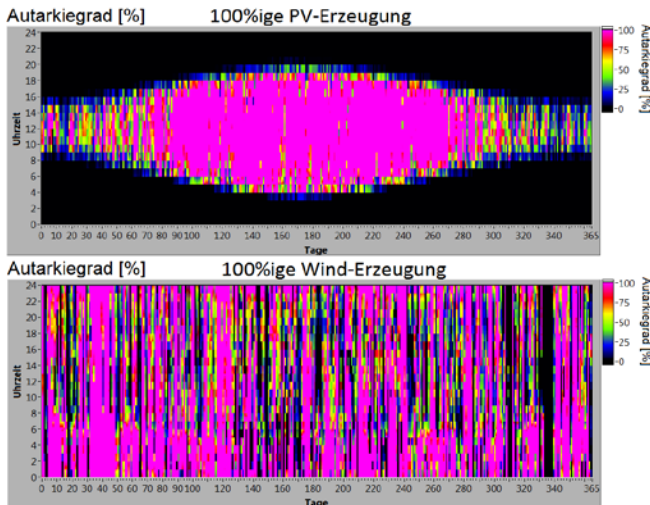


Abbildung 2: Autarkiegrad in Form eines Wasserfalldiagramms, oben eine 100%ige Erzeugung durch PV, unten eine 100%ige Erzeugung durch Windkraft. Entstanden durch eine Simulation

Es ist deutlich zu erkennen, dass der Autarkiegrad bei einer 100%igen Erzeugung durch PV sehr jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen ist. Zudem ist der Autarkiegrad zu Zeiten wo die Sonne nicht scheint (schwarzer Bereich) null. Bei einer 100%igen Erzeugung durch Windkraft tritt ein zyklisches Verhalten auf, mit sich wiederholenden Spitzen wo ein 100%iger Autarkiegrad erreicht werden kann. Zudem ist die Erzeugung relativ Jahreszeitlich unabhängig. Im Bereich von Tag 335 tritt ein längerer Zeitraum mit einem Autarkiegrad von 0% auf, da es dort zu nicht ausreichenden Windgeschwindigkeiten kommt, dass die Windkraftanlagen Energie erzeugen könnten.

IV. BESCHREIBUNG DER UNTERSUCHUNG UND AUSWERTUNG

A. Beschreibung der untersuchten Kommune

In der vorliegenden Kommune im Norden Deutschland sind Windkraftanlagen, sowie Photovoltaikanlagen verbaut. Die Verteilung erfolgt gemäß Tabelle 1.

Tabelle 1: Installierte Leistung, Jahresenergieertrag und spezifischer Ertrag

Technologie	Installierte Leistung [MW]	Jahresenergieertrag [MWh/a]	Spezifischer Ertrag [MWh/MW]
Windenergie	42,53	84.252,24	1.981,24
Photovoltaik	6,67	6.315,55	947,29

Die insgesamt installierte Leistung beträgt 49,2MW. Dabei entfallen 86,4 % auf Windkraft (42,53MW) und 13,6% (6,67MW) auf Photovoltaik. Es liegen Erzeugerprofile aus dem Jahr 2009 vor. Der Verbrauch ist mit 35.000MWh/a anzunehmen.

B. Wirtschaftlichkeitsparameter

Für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anlagenvarianten wird eine statische Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt, diese bezieht sich auf eine Anlagenlaufzeit von 20 Jahren und geht von dem gleichen Verhalten der Anlagen über den Zeitraum aus. In Tabelle 2 sind die Eingaben der Wirtschaftlichkeit gegeben.

Tabelle 2: Eingabeparameter der Wirtschaftlichkeit

Anlagenteil	Art		Einheit
Windkraftanlage	Investitionskosten	1384 [4]	€/kW
PV-Anlage	Investitionskosten	1000 [5]	€/kW _p
Wechselrichter	Investitionskosten	99 [1]	€/kW _p
Speicher	Investitionskosten	440 [6]	€/kWh
Speicherförderung	Förderungssumme proz.	0,3 [7]	p.n.
Max. Höhe	Förderungssumme	600 [7]	€/kWh
Speicherförderung			
Betriebskosten PV	Laufende Kosten	10 [9]	€/kW
Betriebskosten Wind	Laufende Kosten	25,45 [10]	ct./kW
Betriebskosten Speicher	Laufende Kosten	0,00	€/kWh
Kosten Netzbezug	Laufende Kosten	29 [8]	ct.
Einspesievergütung PV	Laufende Einnahmen	9,19 [3]	ct.
Einspesievergütung Wind	Laufende Einnahmen	8,87 [2]	ct.
Kalendarische Lebensdauer Speicher		20 [6]	a
Zyklenzahl		5000 [6]	-
Anlagenlaufzeit		20,00	a

V. SIMULATION UND AUSWERTUNG

Dieses Kapitel umfasst alle durchgeführten Simulationen und die Auswertung deren Ergebnisse. Dafür wird das Kapitel in mehrere Unterkapitel aufgeteilt.

- Simulation der Bestandsanlage
- Bestandsanlage erweitert durch einen Batteriespeicher
- Bestandsanlage Autarkiegradoptimierung durch optimale Verteilung zwischen installierter Windkraft und PV
- Bestandsanlage Autarkiegradoptimierung durch optimale Verteilung zwischen installierter Windkraft und PV und unter Einsatz eines Batteriespeichers
- Simulation der optimalen Speicherplatzierung innerhalb der Kommune

C. Simulation der Bestandsanlage

In diesem Kapitel wird die Bestandsanlage mit seinen Parametern aus Kap. IV. A. simuliert. Es ist noch kein Batteriespeicher vorgesehen. Abbildung 3 zeigt den jeweils aktuellen Autarkiegrad der Gemeinde. Dieser ist deutlich vom Verhalten der Windkraftanlagen (vgl. Abb. 2) geprägt, es sind sich wiederholende Spitzen

und Einbrüche zu erkennen, die mit den entsprechenden, zyklisch auftretenden Tiefdruckgebieten (vgl. Kapitel III.) und mit einer entsprechenden Intensität des Windes zu erklären sind. Das Verhalten der PV-Anlagen (vgl. Abb. 2) ist allerdings auch gut erkennbar, mit einem zum Sommer hin erhöhten Autarkiegrad und einer Abflachung hin zum Winter (gelber Bereich mittig in der Abbildung). Der durchschnittliche Autarkiegrad bezogen auf ein Jahr beträgt 77,55%. Dabei muss dann noch Energie aus dem übergeordneten HS-Netz bezogen werden, wenn die erzeugte Energie zum Zeitpunkt des Energiebedarfs nicht ausreicht.

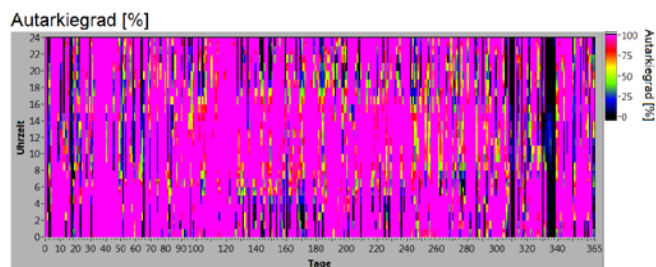


Abbildung 3: Autarkiegrad der Bestandsanlage entstanden durch eine Simulation. Auf der y-Achse ist die Uhrzeit in Stunden, auf der x-Achse der Tag des Jahres aufgetragen. Die Farbskala gibt jeweils die Höhe des aktuellen Autarkiegrades an.

Die Bilanz der Kosten und Nutzen der Anlage ist in Tabelle 3 dargestellt. Der größte Ertrag in der Bilanz ist der Einsparung durch Stromersparnis zu zuordnen. Diese Angabe bezieht sich auf eine Anlagenlaufzeit von 20 Jahren. Die Stromgestehungskosten liegen bei 6,17ct/kWh.

Tabelle 3: Bilanz der Bestandsanlage gemäß den Wirtschaftlichkeitsparameter aus Tabelle 1

Bilanz	
Kosten (p.a.)	
Photovoltaik Kosten	369.852 €
Windenergie Kosten	2.943.130 €
Speicher Kosten	0 €
Energiebezug Kosten	2.277.771 €
Summe Kosten	5.590.753 €
Nutzen (p.a.)	
Ertrag aus PV Einspeisung	382.037 €
Ertrag aus Wind Einspeisung	5.256.700 €
Ertrag aus Stromersparnis	7.872.280 €
Summe Nutzen	13.511.017 €
Gewinn	7.920.264 €
Stromgestehungskosten	6,17 ct/kWh

Aus heutiger Sicht, verglichen mit dem Zeitpunkt des Baus der Anlage und den damit verbundenen Energiekosten und Einspeisevergütungen, wäre eine solche Anlage weiterhin wirtschaftlich zu betreiben. Das hat vor allem den Hintergrund, dass die Vergütungen weiter gesenkt wurden, der Preis für den Energiebezug hingegen steigt

kontinuierlich und die Kosten der Bauteile für die Erzeugung sinken stetig (Solarwirtschaft, 2013) (BDEW, 2013).

D. Bestandsanlage erweitert durch einen Batteriespeicher

In diesem Kapitel wird untersucht, welche Auswirkungen ein Batteriespeicher auf die Bestandsanlage aus Kapitel V. A. hat und wie groß dieser gewählt werden müsste, um die Gemeinde zu 100% autark vom Netzbetreiber zu machen.

Für die Untersuchung wird eine NAS-Batterie verwendet, da diese sich für Anwendungen über 1MWh am Markt etabliert hat. Die max. Entladetiefe liegt bei 100%. Die Entladeverluste bzw. Ladeverluste sind mit 80% angenommen (Waffenschmidt, 2012).

In Abbildung 4 ist der Autarkiegrad aufgetragen. Auf der x-Achse wird die Batteriekapazität erhöht. Der Bereich in dem die Batteriekapazität untersucht wird, liegt bei null MWh bis zu einem sehr großen Speicher von einem GWh.

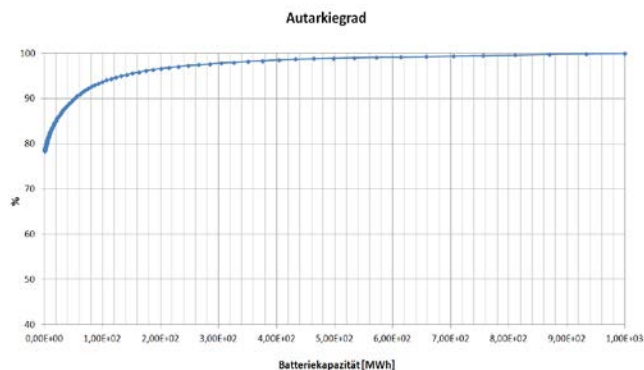


Abbildung 4: Autarkiegrad der Bestandsanlage erweitert durch einen Batteriespeicher, entstanden durch eine Simulation

Um die Gemeinde unabhängig von einem Netzbetreiber zu machen, wäre ein Batteriespeicher von 973,42MWh von Nöten. Das Speicherverhalten ist in Abbildung 5 dargestellt.

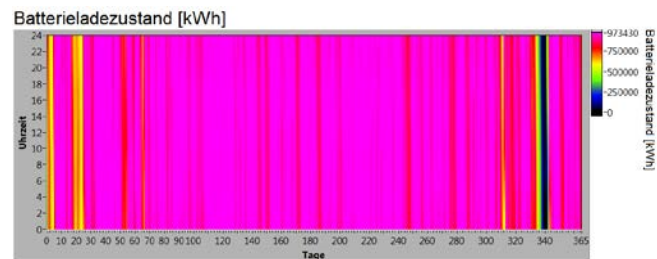


Abbildung 5: Batterieladezustand der Bestandsanlage mit einer Speicherkapazität von 973,42MWh entstanden durch eine Simulation. Auf der y-Achse ist die Uhrzeit in Stunden, auf der x-Achse der Tag des Jahres aufgetragen. Die Farbskala gibt jeweils die Höhe des aktuellen Ladezustands an

Der Speicher ist gerade so groß ausgelegt, dass dieser genug Energie speichern kann, um den Energiebedarf jederzeit decken zu können. Dabei muss der Speicher relativ groß

gewählt werden um die vorrangig herrschende Energieerzeugung aus Windkraft speichern zu können, da diese in relativ großen zeitlichen Abständen erzeugt wird und die Batterie diese Abstände überbrücken muss. Dabei ist der Speicher auch oft vollgeladen und kann keine weitere überschüssige Energie aufnehmen. Da deutlich mehr Energie erzeugt wird als benötigt, ist eine 100%ige Entkopplung des Netzes von einem übergeordneten HS-Netz nicht möglich, auch weil selbst bei einem Autarkiegrad von 100% weiterhin Energie eingespeist wird. Zudem wären die Ausnutzung etwaiger möglicher Anzahlen an Vollzyklen (pro Jahr 225) und damit der Batterieumsatz mit einer Auslastung von 10,24 Zyklen im Simulationszeitraum von einem Jahr deutlich zu gering. Eine entsprechende Bilanz und der Vergleich mit der Bestandsanlage wird in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Bilanz der Bestandsanlage und Bestandsanlage erweitert durch einen Batteriespeicher gemäß den Wirtschaftlichkeitsparameter aus Tabelle 1

Bilanz	Bestandsanlage	Bestandsanlage mit Speicher
Kosten (p.a.)		
Photovoltaik Kosten	369.852 €	369.852 €
Windenergie Kosten	2.943.130 €	2.943.130 €
Speicher Kosten	0 €	14.990.700 €
Energiebezug Kosten	2.277.771 €	0 €
Summe Kosten	5.590.753 €	18.303.682 €
Nutzen (p.a.)		
Ertrag aus PV Einspeisung	382.037 €	281.856 €
Ertrag aus Wind Einspeisung	5.256.700 €	4.229.690 €
Ertrag aus Stromersparnis	7.872.280 €	10.150.000 €
Summe Nutzen	13.511.017 €	14.661.546 €
Gewinn	7.920.264 €	-3.642.136 €
Stromgestehungskosten	6,17 ct./kWh	20,21 ct./kWh

Vergleicht man die Bilanz mit der Bilanz der Bestandsanlage ohne Speicher lässt sich deutlich erkennen, dass mit einem Energiespeicher aus heutiger ökonomischer Sicht keine 100% autarke Versorgung herzustellen ist. Die Kosten für die Stromerzeugung einer Kilowattstunde sind hier um den Faktor 3,28 größer. Dies entspricht wiederum einem jährlichen Verlust von rund 3,7Mio.€

Um einen Batteriespeicher einsetzen zu können, sodass die Wirtschaftlichkeit gerade noch so geben ist, wird der Break Even Point der Anlage mit einem Speicher bestimmt. Dieser ist in Abbildung 6 dargestellt.

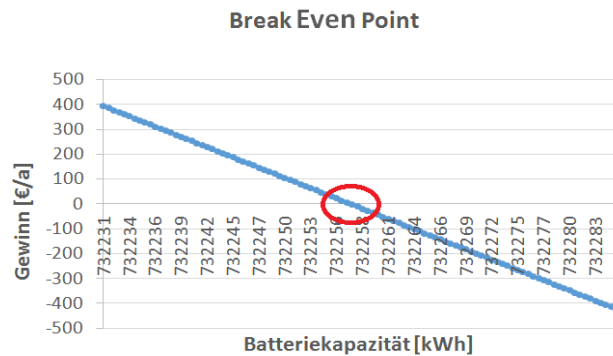


Abbildung 6: Break Even Point Einsatz Batteriespeicher Bestandsanlage nach A. entstanden durch eine Simulation

Es könnte eine Batteriekapazität von 732,257MWh eingesetzt werden. Der Autarkiegrad läge bei einem entsprechenden Speicher bei 99,45%, was verglichen mit den höheren Kosten von rund 3,7Mio.€ bei einem Speicher der einen 100 %igen Autarkiegrad erzielt, ein sehr gutes Ergebnis darstellt. Ein so großer Speicher könnte den Energiebezug aus dem HS-Netz zu fast jedem Zeitpunkt unterbinden. Lediglich in einem kurzen Zeitraum, in dem die Windgeschwindigkeit nicht ausreichend ist, sodass die Windkraftanlage Energie erzeugen können und der Batteriespeicher entsprechend leer ist, müsste Energie bezogen werden.

E. Bestandsanlage Autarkiegradoptimierung durch optimale Verteilung zwischen installierte Windkraft und PV

Dieses Kapitel befasst sich mit der optimalen Kombination der installierten Leistungen der Windkraftanlagen zu denen der Photovoltaikanlagen. Für die Simulation bestehen weiterhin alle Parameter aus A. Die installierte Gesamtleistung von 49170kW wird beibehalten und optimal verteilt. Das heißt konkret, dass die installierte Gesamtleistung so auf die Windkraftanlagen und die PV-Anlage verteilt wird, dass sich eine optimale Ergänzung der Erzeugungsgänge beider Technologien ergibt. So wird die Erzeugung dem Energiebedarf angeglichen und es kommt zu einem größeren Deckungsgrad, was wiederum einen höheren Autarkiegrad mit sich bringt.

In Abbildung 7 wird der Autarkiegrad über das Verhältnis der installierten Leistung zwischen Wind (links auf der x-Achse gleich null) und PV (rechts auf der x-Achse gleich null) aufgetragen.

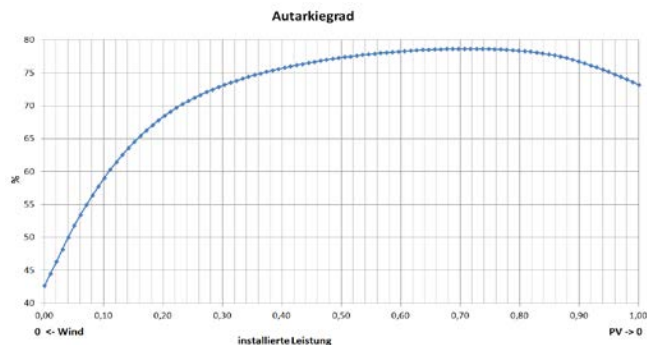


Abbildung 7: Autarkiegrad aufgetragen über der optimalen Verteilung der installierten Leistung zwischen Windkraft und PV, entstanden durch eine Simulation

Es lässt sich aufgrund der deutlich höheren Erzeugung im Vergleich zum Energiebedarf nur eine sehr kleine Steigerung des Autarkiegrades erzielen. Dieser würde bei einer Umverteilung der installierten Leistungen mit 71,35% Wind und 28,65% PV, auf einen Wert von 78,66% steigen (absolute Steigerung 1,12 Prozentpunkte). Daraus folgt, dass 16,1% des Jahresenergieertrags auf PV und 83,9 % auf Windkraft entfallen. Dies entspräche Jahresenergieerträgen von 69499,017MWh/a für die installierte Windkraft und 13340,583MWh/a für die installierte PV-Anlagen. Der gesamte Jahresenergieertrag würde somit, bei einer entsprechenden Autarkiegradsteigerung um rund 8,5% auf 82839,6 MWh/a sinken. Damit verbunden würde auch die Einspeisung ins Netz sinken und somit die Vergütung für die erzeugte Energie. Die entsprechende Bilanz und der Vergleich mit der Bestandsanlage ist untenstehend abgebildet.

Tabelle 5: Bilanz der Bestandsanlage und mit optimierter Verteilung zwischen Winderzeugung und Erzeugung durch PV, gemäß den Wirtschaftlichkeitsparameter aus Tabelle 1

Bilanz	Bestandsanlage	Bestandsanlage mit optimierter Verteilung
Kosten (p.a.)		
Photovoltaik Kosten	369.852 €	781.136 €
Windenergie Kosten	2.943.130 €	2.427.770 €
Speicher Kosten	0 €	0 €
Energiebezug Kosten	2.277.771 €	2.165.290 €
Summe Kosten	5.590.753 €	5.374.196 €
Nutzen (p.a.)		
Ertrag aus PV Einspeisung	382.037 €	905.865 €
Ertrag aus Wind Einspeisung	5.256.700 €	4.031.330 €
Ertrag aus Stromersparnis	7.872.280 €	7.984.710 €
Summe Nutzen	13.511.017 €	12.921.905 €
Gewinn	7.920.264 €	7.547.709 €
Stromgestehungskosten	6,17 ct/kWh	6,48 ct./kWh

Die Gewinne würde im Vergleich zur Bestandsanlage um 372.555€ gemindert. Eine so insignifikante Steigerung des Autarkiegrades ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten eher nicht sinnvoll.

F. Bestandsanlage Autarkiegradoptimierung durch optimale Verteilung zwischen installierte Windkraft und PV unter dem Einsatz eines Batteriespeichers

Diese Kapitel befasst sich ebenfalls mit der optimalen Kombination der installierten Leistungen der Windkraftanlagen zu denen der Photovoltaikanlagen unter dem Einsatz eines Batteriespeichers von ähnlicher der Größe wie in B. Das Ziel ist es, durch eine Umverteilung der Verhältnisse zwischen installierter Windkraft und installierter PV, diesen Batteriespeicher zu verkleinern und gleichzeitig einen optimalen Autarkiegrad zu erhalten. In Abbildung 8 ist der Autarkiegrad über die Batteriekapazität aufgetragen, die einzelnen Plots geben das Verhältnis zwischen der installierten Leistung von Wind und PV an.

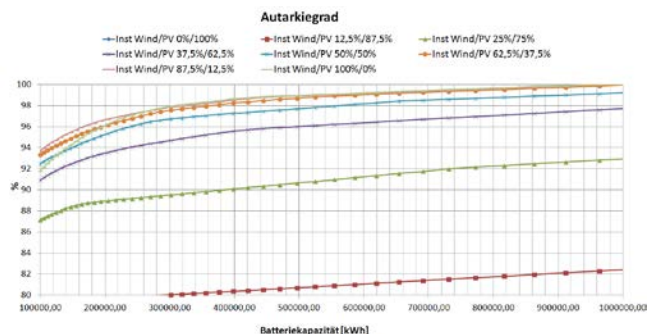


Abbildung 8: Autarkiegrad der Bestandsanlage mit optimaler Verteilung zwischen Winderzeugung und Erzeugung durch PV, verbunden mit einem Batteriespeicher, entstanden durch eine Simulation

Abbildung 8 zeigt, dass der Batteriespeicher um 26,91MWh, auf 946,51 MWh reduziert werden könnte, wenn eine Vollversorgung durch Windkraft herrscht. Somit lässt sich eine deutliche Verschiebung des optimalen Verhältnisses zwischen Wind und PV bei dem Einsatz eines Batteriespeichers erkennen. Dies hat vor allem den Grund, dass der spezifische Ertrag von Windkraftanlagen am gegebenen Standort um den Faktor 2,1 höher ist, als der der PV-Anlagen und die Batterie mit einem höheren Ertrag besser ausgenutzt werden könnte. Vorher lag das optimale Verhältnis (vgl. C.) noch bei 71,35% Windkraft und 28,65% PV.

G. Simulation der optimalen Speicherplatzierung innerhalb der Kommune

Dieses Kapitel befasst sich mit der optimalen Speicherplatzierung innerhalb einer Kommune. Für die Untersuchung wird erneut die Kommune aus dem Norden Deutschlands aus A. als Grundlage verwendet. Es werden insgesamt drei Szenarien unterschieden.

- Speicherplatzierung an den Umspannwerken
- Speicherplatzierung an den Erzeugungsanlagen
- Speicherplatzierung an den Verbrauchern

Bei dem Netz handelt es sich um ein 20kV MS-Netz, welches von vier Umspannwerken aus dem übergelagerten 110kV HS-Netz gespeist wird. Es sind die Windkraftanlagen, PV-Anlagen, sowie Verbraucher gemäß Kapitel IV. A. vorhanden.

Ziel einer optimalen Platzierung ist es im Wesentlichen die Verluste auf den Kabeln und Leitungen möglichst gering zu halten und den Lastfluss zu optimieren. Dabei ist der verwendete Speicher gerade so groß gewählt, dass es theoretisch zu keinem Zeitpunkt zu einem Bezug von Energie aus dem übergeordneten HS-Netz kommen sollte.

In Abbildung 9 werden die einzelnen Szenarien gegenüber gestellt. Es wird im Wesentlichen die Einspeisung ins Netz, Bezug aus dem Netz und die durchschnittliche Auslastung der relevanten Betriebsmittel betrachtet.

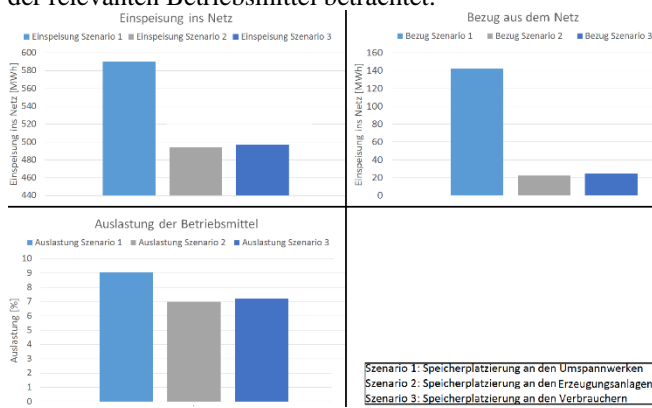


Abbildung 9: Einspeisung ins Netz, Bezug aus dem Netz und Auslastung der Betriebsmittel

Eine Speicherplatzierung an den Erzeugungsanlagen ist mit den geringsten Verlusten und dem gleichmäßigeren Lastfluss verbunden. Die Bezugsseite ist am wenigsten von allen Szenarien ausgeprägt, was dem erwünschten Ziel einer 100% autarken Versorgung nahe kommt. Der Lastfluss ist somit bei diesem Szenario optimiert.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Im vorliegenden Fall ist es am sinnvollsten, falls ein Batteriespeicher eingesetzt werden soll, eine Natrium-Schwefel-Batterie einzusetzen, da diese sich für den Einsatz im MWh Bereich etabliert und bewiesen haben.

Um eine 100% autarke Versorgung zu erreichen, würde ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 973,42MWh benötigt. Ein solch großer Speicher ist aus ökonomischen Gesichtspunkten sehr unwirtschaftlich. Zudem würde die Gemeinde, aufgrund ihrer drei Mal größeren Erzeugung in Bezug auf ihren Verbrauch, nie komplett unabhängig vom Netzbetreiber werden. Um die restliche überschüssige Energie nutzen zu können, müsste diese nämlich in das übergeordnete HS-Netz eingespeist werden. Würde ein Batteriespeicher eingesetzt, der verbunden mit den anderen Anlagenkosten gerade noch einen wirtschaftlichen Einsatz

der Anlage garantieren würde, würde dies einen 99,4%igen Autarkiegrad zur Folge haben und es könnte ein Speicher mit einer Kapazität von 732,25MWh eingesetzt werden. Dies entspricht einer Batteriekapazität von 97,76kWh pro Haushalt (vgl. Kap. V. B.).

Durch eine Optimierung der Bestandsanlage mittels Umverteilung der installierten Leistungen zwischen PV und Wind, könnte der Autarkiegrad der Anlage nur minimal gesteigert werden. Eine Umverteilung der installierten Leistung auf 71,35% durch Windkraft und 28,65% durch PV, könnte den Autarkiegrad um 1,12 Prozentpunkte steigen. Dies hätte allerdings zur Folge, dass es zu einer Absenkung des Jahresenergieertrags kommt. Eine solche Umstrukturierung wäre im vorliegenden Fall nicht sinnvoll (vgl. Kap. V. C.).

Wird die Bestandsanlage mit einem Batteriespeicher versehen und diese dann auf ihre optimale Verteilung hin untersucht, verschiebt sich das optimale Verhältnis der installierten Leistungen auf eine Vollversorgung durch Windkraft. Zudem kann die Batteriekapazität um 26,9MWh auf 946,52MWh reduziert werden und trotzdem eine 100%ige autarke Versorgung erreicht werden (vgl. Kap. V. D.).

Um eine optimale Platzierung eines bzw. mehrerer Batteriespeicher innerhalb der vorliegenden Gemeinde zu gewährleisten, wäre eine Platzierung an den Erzeugungsanlagen die beste Wahl. Dies ist zum einen der Fall, da überschüssige Energie direkt dort, wo sie entsteht, eingespeichert werden kann und somit nicht die Kabel und Leitungen belastet, die durch den Bezug der benötigten Energie bereits einer Belastung ausgesetzt sind. Zum anderen würde so der Lastgang an den Umspannwerken vergleichmäßigt, da die Leitungen optimal genutzt werden könnten und somit weniger Verluste entstehen würden. Der Lastfluss würde somit optimiert. Die Speicherkapazität müsste entsprechend der Nennleistungen der Erzeugungsanlagen ausgelegt werden (vgl. Kap. V. E.).

QUELLEN:

- [1] **KACO**, "Solar Moon" [Online] [Zitat vom: 27. 05. 2014] http://www.solar-moon.biz/shop/index.php?route=product/product&path=59_61_67_72&product_id=208, 27. 05. 2014.
- [2] **Wind-fgw**, "Veröffentlichung der Referenzerträge" [Online] [Zitat vom: 27. 05. 2014] http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm, 05. 2013.
- [3] **Bundesministerium für Umwelt**, „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)“ gültig ab 01.01. 2012
- [4] **WindGuard**, "Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland", [Online] [Zitat vom: 27. 05. 2014] http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20131112_kostensituation_windenergie_land.pdf, 11. 2013, S. 26f.
- [5] **Fraunhofer Ise** "STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN", [Online] [Zitat vom: 27. 05. 2014]

- <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studiestromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>, 11 2013.
- [6] **Dirk Uwe Sauer**, "Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV Strom" [Online] [Zitat vom: 27. 05. 2014] http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/kurzgutachten_marktanreizprogramm_bf.pdf, 27. 03 2013.
Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt, FH Köln, "Dezentrale Speicher für Windräder" [Online] http://www.f07.fh-koeln.de/imperia/md/content/personen/waffenschmidt_eberhard/publications/waffenschmidt_dezentrale_speicher_fuer_windraeder_manuscript_sza2012.pdf, 03. 09. 2012.
- [7] **KfW**, "Merkblatt Erneuerbare Energien - KfW Programm Erneuerbare Energien Speicher", [Online] [Zitat vom: 27. 05. 2014] <https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogrammme-28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf>, 2013.
- [8] **BDEW**, "BDEW Strompreisanalyse", [Online] [Zitat vom: 27. 05. 2014] [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf), 05 2013.
- [9] **Harry Wirth, Fraunhofer ISE**, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland", [Online] [Zitat vom: 01. 06. 2014] <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, 28. 5 2014, S. 28.
- [10] **Bundensverband WindEnergie**, "Anlagenkonzepte" [Online] [Zitat vom: 02. 06 2014.] <http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/anlagenkonzepte>, 2014.
- [11] **Bundesministerium für Umwelt**, „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)“ gültig ab 01.01. 2012.
- [12] **David Ludwig** "Photovoltaik und Windkraft als integriertes Kraftwerk auf gleicher Fläche", Masterarbeit im Reiner Lemoine Institut, Berlin, 12.04.2013.