

GridCON



Auslegung (semi-) stationärer Energiespeicher für leitungsgeführte vollelektrische Land- maschinen

Version 3.7 vom 8. Juni 2018

erstellt im Rahmen des Verbundprojektes:

Entwicklung, Bau und Erprobung einer leitungsgeführten
Landmaschine mit Smart-Grid-Infrastruktur - Grid-Connected Agricultural Machine (GridCON) -

Teilvorhaben: Energiewirtschaftliche Ausarbeitung, Arbeitspaket 4: Einbindung stationärer Speicher

gefördert im Rahmen des Förderprogramms „IKT für Elektromobilität II“ mit Mitteln des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
unter dem Förderkennzeichen 01ME14004C

Autoren:

Dr. Michael Stöhr, Bastian Hackenberg
B.A.U.M. Consult GmbH München/Berlin
Gotzinger Str. 48/50, 81371 München
Tel.: +49-89-18935-0
Fax: +49-89-18935-199
Email: m.stoehr@baumgroup.de
Partner-Website: www.baumgroup.de
Projekt-Website: www.gridcon-project.de



Hinweise

Die hier vorgestellten Forschungsarbeiten wurden von B.A.U.M. Consult GmbH München/ Berlin im Rahmen des Teilvorhabens „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ innerhalb des Verbundprojektes „Entwicklung, Bau und Erprobung einer leitungsgeführten Landmaschine mit Smart-Grid-Infrastruktur - Grid-Connected Agricultural Machine (GridCON)“ durchgeführt.

Das Verbundprojekt GridCON wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aus Mitteln des Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ gefördert. Das Teilvorhaben „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ hat das Förderkennzeichen 01ME14004C. Koordinator des Verbundprojekts war die John Deere GmbH & Co. KG, European Technology Innovation Center mit Sitz in Kaiserslautern. Weitere Partner waren die Technische Universität Kaiserslautern und die B.A.U.M. Consult GmbH, München/ Berlin. Die Laufzeit des Projektes betrug 36 Monate von 2015 bis 2017.

Der vorliegende Bericht „Auslegung (semi-)stationärer Energiespeicher für leitungsgeführte vollelektrische Landmaschinen“ präsentiert die Ergebnisse des Arbeitspakets 4 (AP4), Einbindung stationärer Speicher. Kern der präsentierten Forschungsarbeit ist eine Modellierung eines ländlichen Ortsnetzes mit (semi-)stationärem Energiespeicher, in dem eine leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine zum Einsatz kommt. Die Verantwortung für ihren Inhalt liegt bei den Autoren.

Bei der Erstellung des Berichts wurde darauf geachtet, die jeweils aktuellsten Daten und Informationen zugrunde zu legen. Bei Informationen aus dem Internet wird in den Quellenangaben durch den Zusatz [abgerufen am ...] vermerkt, zu welchem Datum das letzte Mal überprüft wurde, ob die verwendete Information dort noch vorzufinden ist.

Bestandteil dieses Berichts ist ein umfangreiches Glossar. Um den Bericht möglichst allgemein gut lesbar zu machen, sind auch einige Begriffe dort erläutert, die sonst meist vorausgesetzt werden.

Die Darstellung schließt ausführliche Begründungen des methodischen Vorgehens und der getroffenen Annahmen sowie detaillierte Herleitungen von Ergebnissen mit ein, damit diese möglichst leicht überprüft und weitergehende Forschung leicht an diese Arbeit anknüpfen kann. Leser, denen die daraus resultierende Länge und der Detailgrad der Darstellung zu ausführlich sind, finden in der Kurzfassung und in der Zusammenfassung schnell die wichtigsten Informationen.

Danksagung

Die in dieser Arbeit vorgestellten Ergebnisse von Optimierungsrechnungen mit dem Open Energy Modeling Framework oemof hätten nicht ohne die konstruktive Unterstützung seitens dessen Entwicklern erzielt werden können. Stellvertretend für alle, die uns hierbei mit Rat und Tat zur Seite standen, sei Herrn Uwe Krien vom Reiner Lemoine Institut, Berlin, gedankt, der uns zahlreiche konkrete Hinweise zur Programmierung gab.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis.....	8
Abbildungsverzeichnis.....	9
Formelverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis.....	13
Kurzfassung	14
Abstract.....	15
1 ZUSAMMENFASSUNG	16
1.1 Das Forschungsprojekt GridCON	16
1.2 Betrachtetes Energiesystem	16
1.3 Optimierungsprozess	18
1.4 Abschätzung unterer und oberer Schranken für Ortsnetzanschluss und Energiespeicher.....	18
1.5 Kostenoptimierte Auslegung von Ortsnetzanschluss und Energiespeicher	19
1.6 Schlussfolgerungen	23
1.7 Weiterer Forschungsbedarf.....	24
2 EINFÜHRUNG	25
2.1 Die SESAM-Vision einer nachhaltigen Entwicklung im ländlichen Raum	25
2.2 Ergebnisse der Folgenabschätzung im Vorgängerprojekt SESAM	27
2.3 Ergebnisse sonstiger Forschungsergebnisse.....	28
2.4 Ziel und Gegenstand des Verbundvorhabens GridCON.....	28
2.5 Das Teilvorhaben Energiewirtschaftliche Ausarbeitung.....	28
2.6 Das Arbeitspaket Einbindung stationärer Speicher (AP4)	29
2.7 Aufbau dieser Studie.....	30
3 ABGRENZUNG, TYPOLOGISIERUNG UND MODELLIERUNG DES ENERGIESYSTEMS.....	31
3.1 Zeitliche Abgrenzung	31
3.2 Räumliche Abgrenzung und Typologisierung	31
3.3 Komponenten des betrachteten Energiesystems.....	35
3.3.1 Ortsnetz.....	35
3.3.2 Landmaschine	36

3.3.3	Sonstige elektrische Verbraucher	37
3.3.4	PV-Anlagen	38
3.3.5	Stationärer Energiespeicher	38
3.3.6	Vorzeichenkonventionen	40
3.3.7	Sonstige Annahmen und Vereinfachungen.....	40
3.4	Situationsparameter	41
3.4.1	Grundverbrauch	41
3.4.2	PV-Sättigungsgrad: Kennziffer zur Charakterisierung von Ortsnetsituationen	41
3.5	Optimierungsvariable	44
3.5.1	Eingrenzung und Wahl der Optimierungsvariablen	44
3.5.2	Festlegung des Optimierungsprozesses	46
3.5.3	PV-Abregelung als dritte Optimierungsvariable.....	47
3.6	Zielfunktion	47
3.6.1	Kosten des Ortsnetzanschlusses inklusive des vorgelagerten Netzes.....	48
3.6.2	Kosten des (semi-)stationären Energiespeichers	50
3.6.3	Einnahmen aus PLR-Bereitstellung mit Energiespeicher	51
3.6.4	Kosten von Energieverlusten	52
4	OBERE UND UNTERE SCHRANKEN FÜR ORTSNETZANSCHLUSSLEISTUNG UND ENERGIESPEICHERKAPAZITÄT	53
4.1	Grenzfall der konstanten Ortsnetzanschlussauslastung.....	53
4.1.1	Untere Schranke der Ortsnetzanschlussleistung und Grenzfall der Inselversorgung	53
4.1.2	Obere Schranke der Ortsnetzanschlussleistung bei fehlendem Energiespeicher.....	54
4.2	Modellierung.....	55
4.2.1	Ziel der Modellierung	55
4.2.2	Annahmen	56
4.2.3	Berechnung	58
4.3	Ergebnisse	59
4.3.1	Tagesverlauf	59
4.3.2	Einfluss der Betriebszeit	61
4.3.3	Erforderliche Netzanschlussleistung bei konstanter Auslastung	61
4.3.4	Erforderliche Energiespeicherkapazität bei konstanter Netzanschlussauslastung	62
4.4	Optimale Kombination von ONT und Energiespeicher für einen Tag in der Erntezeit.....	64

5 OPTIMIERUNG MIT DEM OPEN ENERGY MODELLING FRAMEWORK OEMOF	65
5.1 Wahl von oemof als Software und Kooperation mit der oemof-Community	65
5.2 Modellierung in oemof	65
5.3 Kritische Punkte bei der Programmierung.....	67
5.3.1 Realer versus modellierter Ortsnetztransformator	67
5.3.2 Vermeidung „im Energiespeicher zirkulierter Energie“	68
5.3.3 Variable Kosten durch Selbstentladung im Energiespeicher	68
6 BEGRÜNDUNG DER FINANZMATHEMATISCHEN FORMELN IM OEMOF-MODUL ECONOMIC.PY BEZIEHUNGSWEISE ECONOMICS_BAUM.PY.....	69
6.1 Hintergrund.....	69
6.2 Die Sicht der Wirklichkeit hinter finanzmathematischen Formeln.....	69
6.3 Freiheitsgrade innerhalb der gewählten Perspektive.....	70
6.4 Darstellung des kalkulatorischen Wertabnahme in finanzmathematischen Formeln	70
6.5 Zuordnung zu Kalender- oder Geschäftsjahren.....	71
6.6 Vergleich von Investitionen mit anderen Finanzflüssen: die Annuität.....	72
6.7 Finanzmathematische Formel im vorgefundenen oemof-Modul economics.py	73
6.8 Finanzmathematische Formel im abgewandelten oemof-Modul economics_BAUM.py.....	73
6.9 Berücksichtigung regelmäßiger fixer Einnahmen	75
6.10 Modifiziertes oemof-Modul economics_BAUM.py	75
7 DAS PROGRAMM GRIDCON_STORAGE.PY.....	77
8 KOSTENOPTIMALE AUSLEGUNG DER ORTSNETZANSCHLUSSLEISTUNG UND ENERGIESPEICHERKAPAZITÄT	96
8.1 Kostenoptimale Leistung des Ortsnetzanschlusses	96
8.2 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers	105
8.3 Struktur der Energieverluste.....	109
8.4 Kostenstruktur	112
9 OPTIMIERTE ENERGIEFLÜSSE IM ORTSNETZ	114
9.1 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze	114
9.2 Ein-/Ausspeicherleistung und genutzte Kapazität des Energiespeichers	117

9.3	Net-Zero-Balance	120
10	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND WEITERER FORSCHUNGSBEDARF.....	124
	Glossar.....	127

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Annahmen zu den Kosten des Netzanschlusses inklusive des anteiligen vorgelagerten Netzes	49
Tab. 2: Annahmen zu den Kosten des Energiespeichers	50
Tab. 3: Annahmen zur PRL-Bereitstellung	51
Tab. 4: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher (mit LM, 13 Wochen PRL)	99
Tab. 5: Verhältnis von PV-Jahresertrag zu Jahresgesamtverbrauch im Ortsnetz (mit LM, unabhängig von PRL)	99
Tab. 6: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher (ohne LM, 13 Wochen PRL)	102
Tab. 7: Verhältnis von PV-Jahresertrag zu Jahresgesamtverbrauch im Ortsnetz (ohne LM)	102
Tab. 8: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimale Kombination mit einem Energiespeicher (mit LM, ohne PRL)	103
Tab. 9: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher (ohne LM, ohne PRL)	104
Tab. 10: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung im Vergleich zur maximalen Ein- bzw. Ausspeicherleistung (mit LM, 13 Wochen PRL)	107
Tab. 11: Abgeregelte PV-Energie vs Gesamterzeugung (mit LM, 13 Wochen PRL)	107

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1 SESAM-Vision einer nachhaltigen Energieversorgung im ländlichen Raum, Quelle: JD	25
Abb. 2 Betrachtetes Energiesystem	34
Abb. 3 Einsatzzeiten und Leistungsaufnahme der Landmaschine	36
Abb. 4 Lastprofil der Landmaschine	36
Abb. 5 Aus Standardprofil L2 abgeleitetes Profil für einen Sommerwerktag für $E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$	56
Abb. 6 Standardprofil ESO für Augusttag für $E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$	57
Abb. 7 Energieflüsse bei Tagbetrieb der Landmaschine für $E_{L2,Jahr} = 1.200 \text{ MWh}$ und $S = 200\%$	60
Abb. 8 Erforderliche Netzanschlussleistung bei konstanter Auslastung	62
Abb. 9 Erforderliche Energiespeicherkapazität bei konstanter ONT-Auslastung	63
Abb. 10 Blockdiagramm des Programms GridCON_storage.py	66
Abb. 11 Erforderliche Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher (mit LM, 13 Wochen PRL)	96
Abb. 12 Grenzsättigungsgrad S_g in Abhängigkeit von Jahresgrundverbrauch E_{L2} (mit LM)	97
Abb. 13 Obere Schranke für erforderliche Ortsnetzanschlussleistung (mit LM)	98
Abb. 14 Erforderliche Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher (ohne LM, 13 Wochen PRL)	100
Abb. 15 Obere Schranke für erforderliche Ortsnetzanschlussleistung (ohne LM)	101
Abb. 16 Erforderliche Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher (mit LM, ohne PRL)	103
Abb. 17 Kostenoptimale Ortsnetzanschlussleistung (ohne LM, ohne PRL)	104
Abb. 18 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers (mit LM, 13 Wochen PRL)	105
Abb. 19 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers (ohne LM, 13 Wochen PRL)	106
Abb. 20 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers (mit LM, ohne PRL)	108
Abb. 21 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers (ohne LM, ohne PRL)	109
Abb. 22 Struktur der Energieverluste als Funktion des PV-Sättigungsgrads ($E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$, mit LM, 13 Wochen PRL)	110

Abb. 23 Struktur der Energieverluste als Funktion des PV-Sättigungsgrads ($E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$, ohne LM, 13 Wochen PRL)	111
Abb. 24 Kostenstruktur als Funktion des PV-Sättigungsgrads ($E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$, mit LM, 13 Wochen PRL)	112
Abb. 25 Kostenstruktur als Funktion des PV-Sättigungsgrads ($E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$, ohne LM, 13 Wochen PRL)	113
Abb. 26 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, S = 700 %, mit LM, 13 Wochen PRL)	114
Abb. 27 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze im Tagesverlauf für den 15.7.2016 ($E_{L2} =$ 1.000 MWh, S = 700 %, Tag ohne LM, 13 Wochen PRL)	115
Abb. 28 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze im Tagesverlauf für den 5.8.2016 ($E_{L2} =$ 1.000 MWh, S = 700 %, Tag mit LM, 13 Wochen PRL)	116
Abb. 29 Ein-/Ausspeicherleistung des Energiespeichers im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, S = 700 %, mit LM, 13 Wochen PRL)	117
Abb. 30 Jahresnutzungslinie der Ein-/Ausspeicherleistung des Energiespeichers im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, S = 700 %, mit LM, 13 Wochen PRL)	118
Abb. 31 Genutzte Kapazität des Energiespeichers im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, S = 700 %, mit LM, 13 Wochen PRL)	119
Abb. 32 Net-Zero-Balance der Energieflüsse im Ortsnetz für gesamtes Jahr 2016 ($E_{L2} =$ 1.000 MWh, S = 700 %, mit LM, 13 Wochen PRL)	120
Abb. 33 Net-Zero-Balance der Energieflüsse im Ortsnetz für 15.7.2016 ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, S = 700 %, ohne LM, 13 Wochen PRL)	121
Abb. 34 Net-Zero-Balance der Energieflüsse im Ortsnetz für 5.8.2016 ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, S = 700 %, mit LM, 13 Wochen PRL)	122
Abb. 35 Energiespeicher und -netze für Strom, Wärme und Gas	134
Abb. 36 PV-Stromgestehungskosten (ct/kWh) in Abhängigkeit von der Kapitalverzinsung	144

Formelverzeichnis

Gl. (1) $S = -E_{res,min}EL2,max$	42
Gl. (2) $PPV,nennEL2,Jahr = 351WpMWh \cdot S + 179WpMWh$	43
Gl. (3) $EPVEL2 = 0,351 \cdot S + 0,179$	43
Gl. (4) $S = 0,00285 MWh/Wp \cdot PVnenn/EL2,Jahr - 0,51$	43
Gl. (5) 43	
Gl. (6) $S = 2,85 \cdot EPVEL2 - 0,51$	43
Gl. (7) $K = kN \cdot PN + (kS - ePRL) \cdot ES$	47
Gl. (8) $a = z1 + zTf1 + zTf - 1$	49
Gl. (9) $aN = iN \cdot a$	49
Gl. (10) $kN = aN + bN$	49
Gl. (11) $a = z1 + zTf1 + zTf - 1$	50
Gl. (12) $aS = iS \cdot a \cdot 1 - 1 - d1 + zTf1 - 1 - d1 + zTS, t$	50
Gl. (13) $kS = aS + bS$	50
Gl. (14) $PONT, untere Schranke = EL2 - EPV8.784 h$	53
Gl. (15) $PONT, untere Schranke = 0,82134 - 0,35081 \cdot S \cdot EL28.784 h$	53
Gl. (16) $Pres, min = -PL2,max \cdot S$	54
Gl. (17) $PONT, obere Schranke = PL2,max \cdot MAX(100\% + PLM, maxPL2,max, S)$	55
Gl. (18) $Sg = 100\% + 1,2 MWPL2,max = 100\% + 5,631 MWhEL2$	55
Gl. (19) $PPV,nennEL2,Sommerwerktag = 269,89WpMWh \cdot S + 183,69WpMWh$	57
Gl. (20) $Es,1 = Es,96 \cdot \eta_s + es,1 \eta_{ein} \cdot \theta_{es,1} + 1 \eta_{aus} \cdot \theta - es,1$	58
Gl. (21) $Es,i = Es,i - 1 \cdot \eta_s + es,i \eta_{ein} \cdot \theta_{es,i} + 1 \eta_{aus} \cdot \theta - es,i$	58
Gl. (22) $es,i = eN - er,i$	58
Gl. (23) $er,i = eL2,i + eLM,i - ePV,i$	58
Gl. (24) $dF(t)dt = -1\tau \cdot F(t)$	69
Gl. (25) $F(t) = F0e^{-t\tau}$	70
Gl. (26) $Fi + 1 = Fi11 + z$	70
Gl. (27) $\tau 1 Jahr = 1 \ln(1+z)$	71
Gl. (28) $Fi + 1 = Fi(1-w)$	71
Gl. (29) $W = i = 1mE(ti)e - ti\tau - k = 1pA(tk)e - tk\tau$	71
Gl. (30) $W = -I0 + i = 1n(ei - ai)11 + zi$	72

Gl. (31) $I0 + i = 1nIi11 + zi = Ai = 1n11 + zi$	72
Gl. (32) $i = 1nqi = q(1 - qn)1 - q$	72
Gl. (33) $i = 1n + 1qi = i = 1nqi + qn + 1 = q(1 - qn)1 - q + qn + 1 = q1 - qn + qn + 1(1 - q)1 - q = q(1 - qn + 1)1 - q$	73
Gl. (34) $A = I01 - qq(1 - qn) = I0z1 + zn1 + zn - 1$	73
Gl. (35) $I0 + j = 1m - 1I0(1 - cd)juqju = Ai = 1nqi$	73
Gl. (36) $I01 + (1 - cdq)u1 - (1 - cdq)m - 1u1 - (1 - cdq)u = Aq(1 - qn)1 - q$	74
Gl. (37) $A = I01 - qq(1 - qn) \cdot 1 - (1 - cdq)mu1 - (1 - cdq)u$	74
Gl. (38) $A = I0z1 + zn1 + zn - 1 \cdot 1 - (1 - cd1 + z)n1 - (1 - cd1 + z)u$	74
Gl. (39) $EPV(EL2 + ELM) = (0,351 \cdot S + 0,179) \cdot (1 - ELMEL2 + ELM)$	98

Abkürzungsverzeichnis

B.A.U.M.	B.A.U.M. Consult GmbH München/ Berlin
BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
JD	John Deere
ONT	Ortsnetztransformator
PLR	Primärregelleistung
SESAM	Sustainable Energy Supply for Agricultural Machinery
TUKL	Technische Universität Kaiserslautern

Kurzfassung

Elektrifizierte Landmaschinen ermöglichen eine höhere Arbeitspräzision und Leistungsdichte, erzeugen, je nach Grad der Elektrifizierung, weniger oder gar keine Abgasemissionen und weniger Lärm und haben geringere Betriebskosten als ihre Pendants mit Verbrennungsmotor. Aus diesen Gründen sind Landmaschinenhersteller dazu übergegangen, elektrifizierte Landmaschinen zu entwickeln, die über eine mitgeführte Batterie oder, falls deren Kapazität nicht ausreicht, direkt über ein elektrisches Kabel aus dem Netz zur allgemeinen Versorgung die erforderliche Energie beziehen.

Insbesondere die von letzten benötigte elektrische Leistung erfordert jedoch, ähnlich wie eine hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, einen starken Ausbau ländlicher Verteilnetze. Da die Leistungsflüsse entgegengerichtet sind, kann eine günstige Kombination die erforderliche Netzverstärkung verringern und/ oder eine höhere erneuerbare Stromerzeugung, deren Nutzung im Bereich mobiler Arbeitsmaschinen und damit mehr Klimaschutz ermöglichen. Insbesondere fallen Zeiten hoher PV-Erzeugung und hohen Leistungsbedarfs elektrifizierter Landmaschinen zumindest teilweise zusammen. Diese Synergie kann durch den Einsatz stationärer Energiespeicher noch verstärkt werden, welche die Energieflüsse zwischen Ortsnetzanschluss, Verbrauchern und PV-Anlagen ausgleichen, und gegebenenfalls weitere SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN erbringen. Dazu wurden Modellrechnungen in Excel und im Open Energy Modelling Framework oemof durchgeführt.

Es wurde ein Modell eines Energiesystems entwickelt, das aus einem ländlichen Ortsnetzes mit ange schlössenen Ackerbaubetrieben, PV-Anlagen und einer kabelgeführten vollelektrischen Landmaschine mit einer maximalen konstanten Leistungsaufnahme von 1,2 MW besteht. Für verschiedene Größen von Ortsnetzen mit langfristig konstantem jährlichem Summenprofil von PV-Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie wurde die volkswirtschaftlich optimale Kombination von Netzanschluss, stationärem Energiespeicher und PV-Abregelung berechnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz stationärer Energiespeicher in solchen langfristig konstanten Situationen von Ortsnetzen volkswirtschaftlich optimal ist, wenn der Energiespeicher nicht nur zum lokalen Ausgleich von Energieflüssen, sondern auch für mindestens 13 Wochen im Jahr zur Primärregelleistungsbereitstellung (PRL) im übergeordneten Netz genutzt wird. Bei Betrieb einer Landmaschine ist meistens ein stärkerer Ortsnetzanschluss erforderlich als ohne diese, der Energiespeicher kann jedoch etwas kleiner ausfallen. Bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher kann die Leistung des Ortsnetzanschlusses in den betrachteten Situationen um 4 % bis 38 % geringer ausgelegt werden als ohne Energiespeicher. Entfällt die Landmaschine, sind es 3 % bis 28 %.

Berücksichtigt man, dass das Summenjahresprofil von Erzeugung und Verbrauch in Ortsnetzen selten langfristig konstant ist, dürfte sich das Kostenoptimum in den meisten Fällen in Richtung eines stärkeren Einsatzes von Energiespeichern verschieben, da diese eine kürzere Lebenszeit haben und eine schnellere und risikoärmere Anpassung an geänderte Ortsnetsituationen erlauben als eine Netzerweiterung mit langer Lebenszeit. In vielen Fällen dürfte es auch sinnvoll sein, den Energiespeicher semi-stationär, d.h. versetzbar zu gestalten, um ihn Teile des Jahres an anderen Stellen zu anderen Zwecken einsetzen oder schneller auf geänderte Ortsnetsituationen reagieren zu können.

Entgegen früherer Abschätzungen erweist sich die Abregelung von PV-Strom in den betrachteten Situationen nur in wenigen Fällen als volkswirtschaftlich optimal, insbesondere dann nicht, wenn eine Landmaschine zum Einsatz kommt. Dank des Energiespeichers kann PV-Energie vollständiger genutzt und ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

Abstract

Electrified agricultural machines allow for higher precision of farming operations, higher power density, easier compliance with emission regulations, lowest noise and have lower operating costs than combustion engines. For these reasons, agricultural machine manufacturers have started developing electrified agricultural machines which are supplied either by batteries or, if their capacity is not sufficient, via an electric cable linking them to a power point at the field edge.

The electric power needed for their supply challenges the technical limits of rural grids in a similar way as strong deployment of renewable energies (RE) does, but the respective power flows are opposed one another and a combination of electrified machines and RE can reduce the need for grid extension, respectively allows for higher RE penetration rates and climate protection. In particular, high PV power generation coincides frequently with the power demand of electrified agricultural machines. This synergy can be enhanced by semi-stationary (relocatable) energy storages balancing energy flows between grid, loads and PV installation, and providing further services. To investigate the synergy potential in more detail, model calculations have been performed in excel and in the open energy modelling framework oemof.

A model of a rural local grid has been developed which consists of a rural local grid with arable farms, PV installations and a cable-led fully electric agricultural machine with a maximum constant power demand of 1.2 MW. For different values of long-term constant farms' base demand and stages of PV deployment the economic optimum combination of the connection to the upstream grid, the stationary energy storage and PV curtailment has been calculated.

The results show that in such long-term constant situations the use of stationary energy storage is economically viable if it is not only used to balance local energy flows, but also to provide primary balancing power to the upstream grid operator for at least 13 weeks per year. If an agricultural machine is operated, the required power of the upstream grid connection is higher in most cases than without, but the required capacity of the energy storage is lower. A combination of the upstream grid connection with energy storage at optimum costs allows reducing the grid connections size by 4 % to 38 % in the investigated cases. Without agricultural machines the possible reduction is 3 % to 28 %.

If one takes into account that the sum of the annual profiles of generation and demand in local grids is seldom constant in the long term, the optimum will presumably be shifted towards a stronger deployment of energy storages which have a shorter life-time than grids and allows adapting more quickly to changed situations thus avoiding stranded investments. In many cases, it might make sense to use a semi-stationary, that is a relocatable, energy storage which can be used part of the time at another site for other purposes or which can be removed more easily than a grid extension if the local grid's situation changes.

In contrast to earlier estimations, curtailment of PV generation is economic only in a few of the considered cases, in particular it is not economic when an electrified agricultural machine is operated. Thanks to the energy storage, PV energy can be more completely used and a contribution to climate protection can be provided.

1 Zusammenfassung

1.1 Das Forschungsprojekt GridCON

Die in diesem Bericht vorgestellten Forschungsarbeiten wurden im Teilvorhaben „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ durchgeführt, das die B.A.U.M. Consult GmbH München/ Berlin (B.A.U.M.) im Rahmen des Verbundprojektes „Entwicklung, Bau und Erprobung einer leitungsgeführten Landmaschine mit Smart-Grid-Infrastruktur - Grid-Connected Agricultural Machine (GridCON)“ bearbeitete. Ziel und Gegenstand des Verbundvorhabens GridCON war die Entwicklung, der Aufbau und die Demonstration einer leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschine (Traktor) mit zugehöriger Infrastruktur. Der Traktor wird dabei durch eine elektrische Leitung versorgt, welche eine Verbindung mit dem elektrischen Netz zur allgemeinen Versorgung herstellt.

Die Vollelektrifizierung von Landmaschinen per Leitungsanbindung erlaubt die Verwirklichung von Anwendungsleistungen > 1 MW, die mit Dieselantrieben nicht mehr erreicht werden können. Dies eröffnet die Möglichkeit, Arbeiten in der Landwirtschaft anders und mit größerer Effizienz durchzuführen. Dies hat Konsequenzen, die über die zeitliche und finanzielle Effizienz hinausgehen. Insbesondere liegt die Leistungsaufnahme solcher Landmaschinen deutlich über der Anschlussleistung der meisten ländlichen Ortsnetze in Deutschland. Folglich muss diese erheblich erhöht, ein hinreichend großer stationärer Energiespeicher bereitgestellt und/ oder elektrische Energie vor Ort erzeugt werden, bevor solche vollelektrischen Landmaschinen zum Einsatz kommen können.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des Arbeitspakets 4 (AP4), Einbindung stationärer Speicher, im Teilvorhaben „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ zusammen. Im Zuge von dessen Bearbeitung wurde der Begriff „stationärer Energiespeicher“ durch den erweiterten Begriff „(semi-)stationärer Energiespeicher“ ersetzt, da Anwendungsfälle ins Licht rückten, bei denen der Energiespeicher nicht ganzjährig im gleichen Ortsnetz eingesetzt wird wie die Landmaschine, sondern zeitweise an einen anderen Ort versetzt wird, um dort einem anderen Zweck zu dienen.

1.2 Betrachtetes Energiesystem

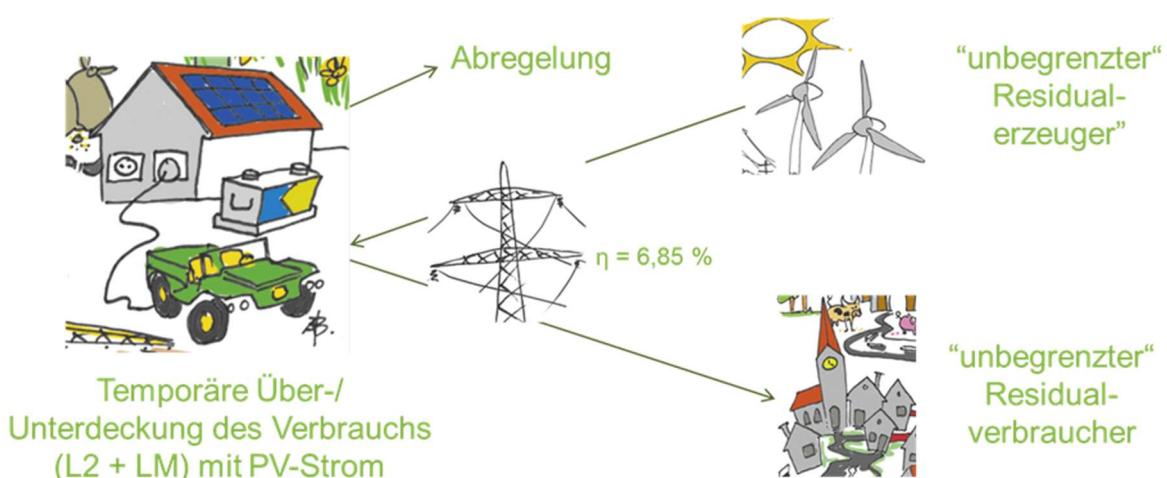
Das betrachtete Energiesystem besteht aus folgenden technischen Komponenten:

- Einem für alle in ihm auftretenden Energieflüsse hinreichend dimensionierten Ortsnetz mit Anschluss an das vorgelagerte Mittelspannungsverteilnetz und indirekt über dieses an das Hochspannungsverteil- und an das Übertragungsnetz – kurz: mit Anschluss an das vorgelagerte Netz.
- Einer leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschine (LM) mit einer maximalen Dauerleistungsaufnahme von 1,2 MW und einer oder mehreren Anschlussstellen an das Ortsnetz.
- Sonstigen an das Ortsnetz angeschlossenen elektrischen Verbrauchern, die in ihrer Gesamtheit dem Standardlastprofil für „übige“ Landwirtschaftsbetriebe, d.h. Haupterwerbsbetriebe ohne Milchwirtschaft (L2) folgen. Sie werden über ihren Jahresgesamtenergieverbrauch (Jahresgrundverbrauch) charakterisiert.
- Allen an das Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen, mit einem angenommenen spezifischen Jahresertrag von 1.000 kWh/kWp, deren Erzeugung proportional zum ESO-Profil angenommen wird, und die vollständig genutzt oder teilweise abgeregelt, d.h. nicht genutzt werden kann. Im Fall der Abregelung wird weniger Sonnenlicht in elektrische Energie umgewandelt,

als zu diesem Zeitpunkt möglich wäre.

Die an das Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen werden über den neu definierten Begriff des „PV-Sättigungsgrads“ charakterisiert. Dieser wurde ab einem Wert von 100 % definiert und entspricht dem Faktor, um den ein vor Installation von PV-Anlagen gerade ausreichender Ortsnetzanschluss verstärkt werden muss, wenn PV-Anlagen gebaut werden. Der PV-Sättigungsgrad korreliert mit der Nennleistung der installierten PV-Anlagen und dem Jahresgrundverbrauch. Die exakte Korrelation hängt von den zugrunde gelegten Last- und Erzeugungsprofilen und dem angenommenen spezifischen Ertrag der PV-Anlagen ab.

- An das Ortsnetz angeschlossenen (semi-)stationären, sprich in Zeiten, in denen sie nicht benötigt werden, versetzbaren Energiespeichern, die wie ein einzelner Energiespeicher gesteuert werden. Es wurde in der letzten Version der Optimierungsrechnungen, deren Ergebnisse in den Kapiteln 8 und 9 präsentiert sind, in Anlehnung an typische Werte für Lithium-Ionen-Batterien angenommen, dass der Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad jeweils 95 % beträgt und die Selbstentladung 0,00025 % pro Viertelstunde, dass der Ladezustand des Energiespeichers sich immer zwischen 10 % und 90 % bewegt, und dass die Ein- und Ausspeicherleistung auf die Kapazität des Energiespeichers dividiert durch eine Stunde begrenzt sind. Die Kapazität selbst war ein Ergebnis der Optimierungsrechnungen.
- Einem vorgelagerten Netz mit einer Verlustrate von 6.85 %¹ für darüber übertragene elektrische Energie, welches das Ortsnetz mit weiter entfernten Erzeugungsanlagen verbinden, welche in ihrer Gesamtheit den Bedarf im Ortsnetz jederzeit vollständig decken können („unbegrenzter“ Residualerzeuger), sofern er nicht durch die ans Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen gedeckt werden kann, sowie mit weiter entfernten Verbrauchern, welche in ihrer Gesamtheit die in diesen PV-Anlagen erzeugte elektrische Energie jederzeit vollständig aufnehmen können, wenn diese nicht im Ortsnetz verbraucht wird („unbegrenzter“ Residualverbraucher).



¹ Das entspricht dem durchschnittlichen Verlust bei einer Übertragung elektrischer Energie über das deutsche Stromnetz. S. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html> [abgerufen am 16. November 2017]

1.3 Optimierungsprozess

Das Ziel der vorgenommenen Optimierung war die Ermittlung der optimalen Auslegung der Energieinfrastruktur für das modellierte Energiesystem für den Fall, dass sich Summe und zeitliche Struktur von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie im Ortsnetz sowie die Höhe variabler Kosten und Einnahmen im Betrachtungszeitraum von 50 Jahren nicht wesentlich verändern. Verschiedene Situationen ländlicher Ortsnetze wurden durch zwei Situationsparameter beschrieben: (1) den Jahresgrundverbrauch im Ortsnetz und (2) den PV-Sättigungsgrad.

Als Zielfunktion wurden die Gesamtkosten der Energieinfrastruktur, sprich des Netzanschlusses und des Energiespeichers inklusive der bei ihrem Betrieb auftretenden Energieverluste gewählt. Sie ist gleich der Differenz zwischen (1) der Summe der jährlichen Kosten des Ortsnetzanschlusses inklusive des vorgelagerten Netzausbau und des Energiespeichers und (2) den mit dem (semi-)stationären Energiespeicher erzielten jährlichen Einnahmen aus PRIMÄRREGELLEISTUNGS(PRL)-Bereitstellung gewählt. Addiert wurden in der letzten Version der Optimierungsrechnungen ferner die Kosten von Energieverlusten im vorgelagerten Netz und im Ortsnetzanschluss, im Energiespeicher, und durch ABREGELUNG. Es wurde das Minimum der Zielfunktion gesucht, sprich das Minimum der Gesamtkosten der Energieinfrastruktur.

Optimierungsvariable waren (1) die Dauerwirkleistungsübertragungskapazität des ORTSNETZANSCHLUSSES, (2) die Kapazität des ENERGIESPEICHERS, und in der letzten Version der Optimierungsrechnungen (3) die Quote der ABREGELUNG von PV-Erzeugung.

Weiterhin wurde angenommen, dass der Wert von Energieverlusten 6,5 ct/kWh beträgt und das gewichtete Mittel des Zinssatzes der Finanzierung von Investitionen (weighted average costs of capital, wacc) 5 %. Die Kosten des Ortsnetzanschlusses inklusive der anteiligen Kosten des vorgelagerten Netzes wurden auf 500 €/kW veranschlagt, die Lebensdauer dieser Netzinfrastruktur auf 50 Jahre. Für den Energiespeicher wurden 300 €/kWh für die erste Investition und 5 Jahre Lebensdauer veranschlagt. Es wurde weiter angenommen, dass die Kosten des Energiespeichers um 10 % pro Jahr sinken und entsprechend die der Folgeinvestitionen. Für die fixen Betriebskosten wurden in beiden Fällen 2 % der Kosten der (Erst)investition veranschlagt. Als variable Betriebskosten wurden die Kosten der Energieverluste berücksichtigt.

1.4 Abschätzung unterer und oberer Schranken für Ortsnetzanschluss und Energiespeicher

Bei der Abschätzung der unteren Schranke (Wert, der nie unterschritten wird) des Ortsnetzanschlusses wurde angenommen, dass über diesen immer die gleiche Leistung fließt, wenn sein Wert gleich der unteren Schranke ist. Seine Kapazität wird dann konstant maximal genutzt. Die untere Schranke kann null werden und der Ortsnetzanschluss kann entfallen, wenn der Jahresgesamtverbrauch im Ortsnetz bilanziell durch die PV-Erzeugung gedeckt wird. Dazu korrespondiert jedoch ein meist sehr großer Energiespeicher von mehreren MWh.

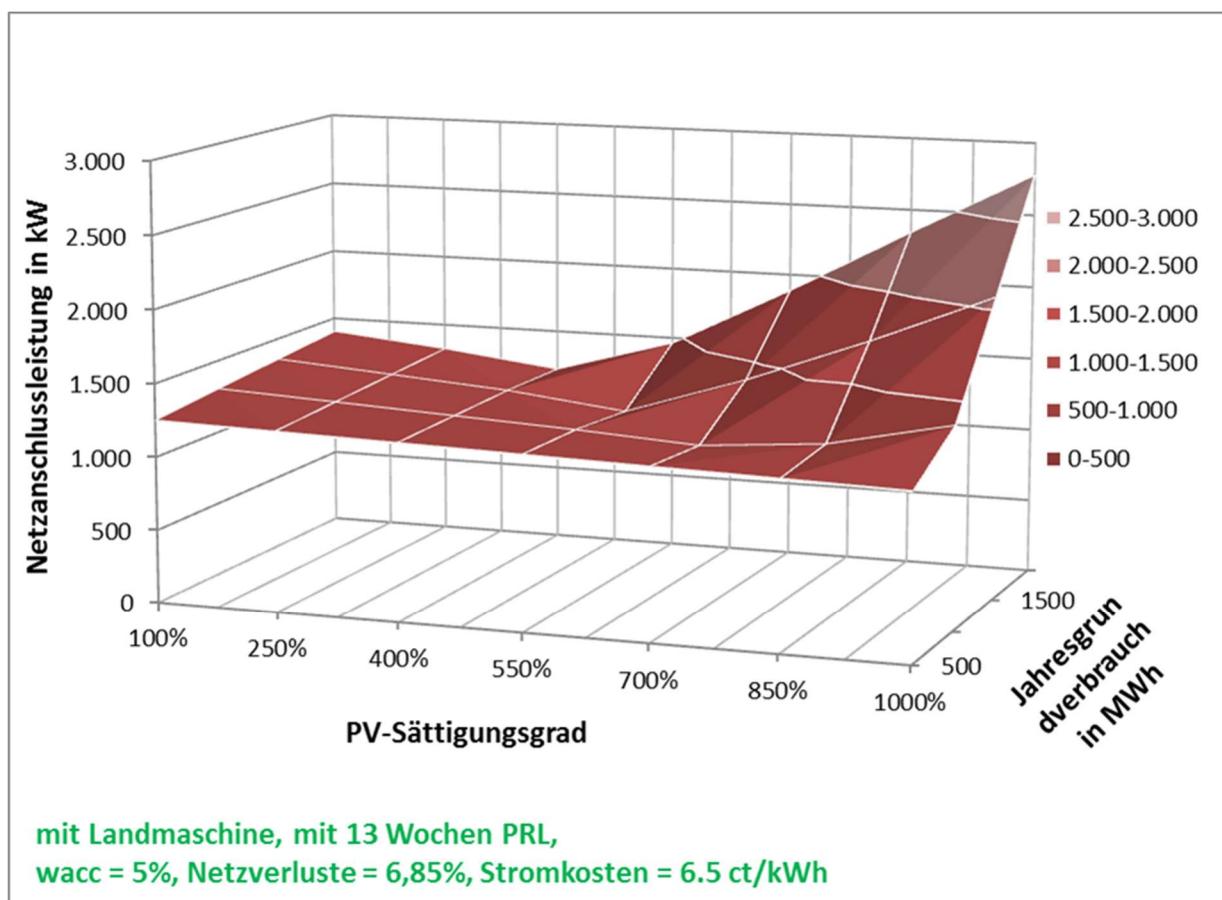
Die obere Schranke (Wert, der nie überschritten wird) für den Ortsnetzanschluss ist durch die maximale Leistung bestimmt, die dieser im Verlauf eines Jahres mindestens in einem Viertelstundenintervall übertragen können muss, sei es zur Deckung des Verbrauchs, sei es zur Rückeinspeisung von PV-Erzeugung. Wird die Leistung des Ortsnetzanschlusses auf den Wert seiner oberen Schranke ausgelegt, ist kein Energiespeicher erforderlich, der Energieflüsse im Ortsnetz ausgleichen müsste.

Bei kostenoptimaler Auslegung muss sich die Leistung des Ortsnetzanschlusses zwischen seiner unteren und oberen Schranke befinden, die Kapazität des Energiespeichers zwischen den jeweils dazu korrespondierenden Werten.

Die schlichte überschlägige Betrachtung der oberen Schranke für die Ortsnetzanschlussleistung und ihrer Abhängigkeit von den Situationsparametern gibt bereits sehr gut auch die Abhängigkeit der kostenoptimalen Ortsnetzanschlussleistung von diesen wieder. Die wesentlich aufwändigere Optimierungsrechnung führt wie erwartet zu geringeren Werten der erforderlichen Ortsnetzanschlussleistung, aber nicht zu wesentlich anderen Zusammenhängen.

1.5 Kostenoptimierte Auslegung von Ortsnetzanschluss und Energiespeicher

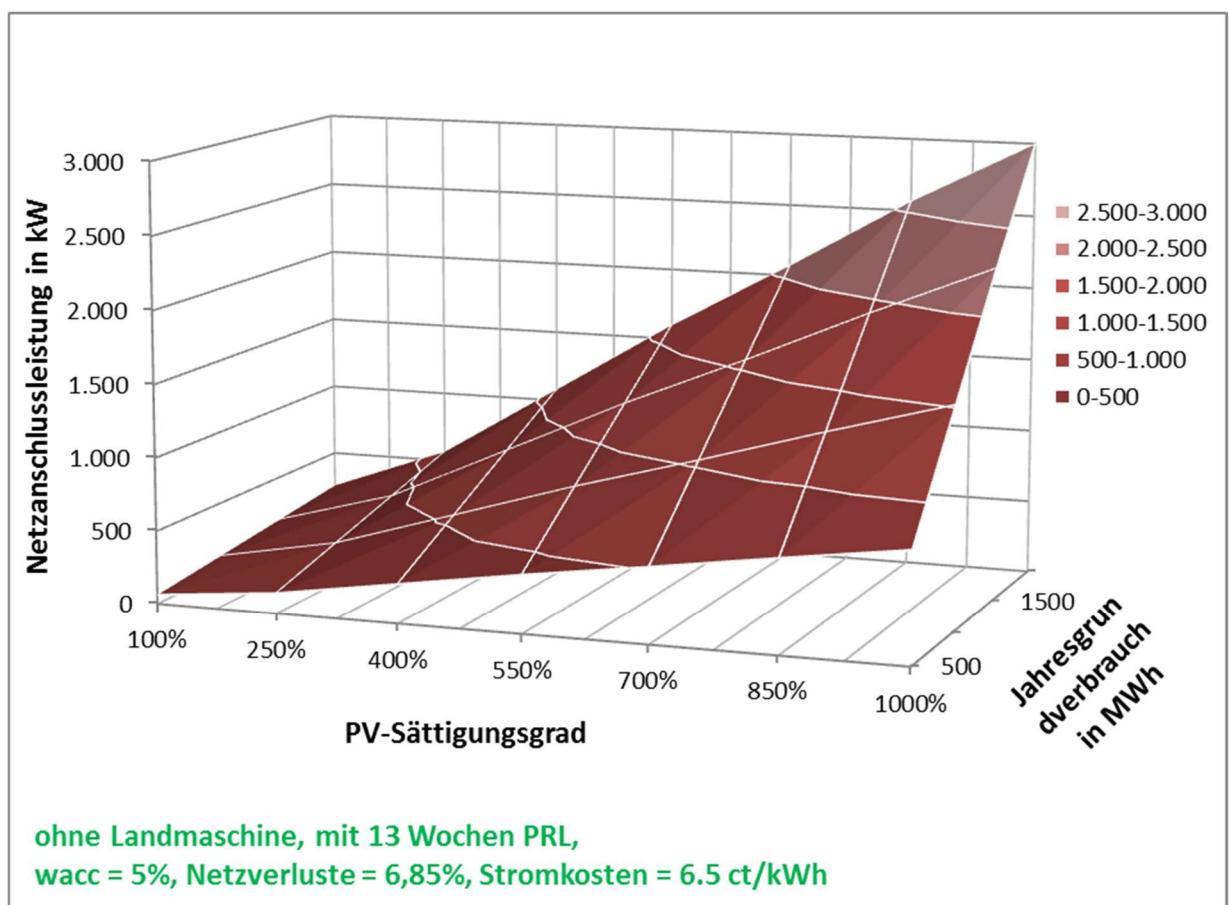
Die kostenoptimierte Auslegung von Ortsnetzanschluss und Energiespeicher wurde im Open Energy Modelling Framework, oemof, vorgenommen. Die Ergebnisse zeigen die folgenden Graphiken.



Die Differenz zwischen der durch einfache Abschätzung ermittelten oberen Schranke und dem durch Optimierungsrechnung ermittelten Wert der Ortsnetzanschlussleistung gibt wieder, wie stark diese durch eine kostenoptimale Kombination mit einem Energiespeicher verringert werden kann. Die

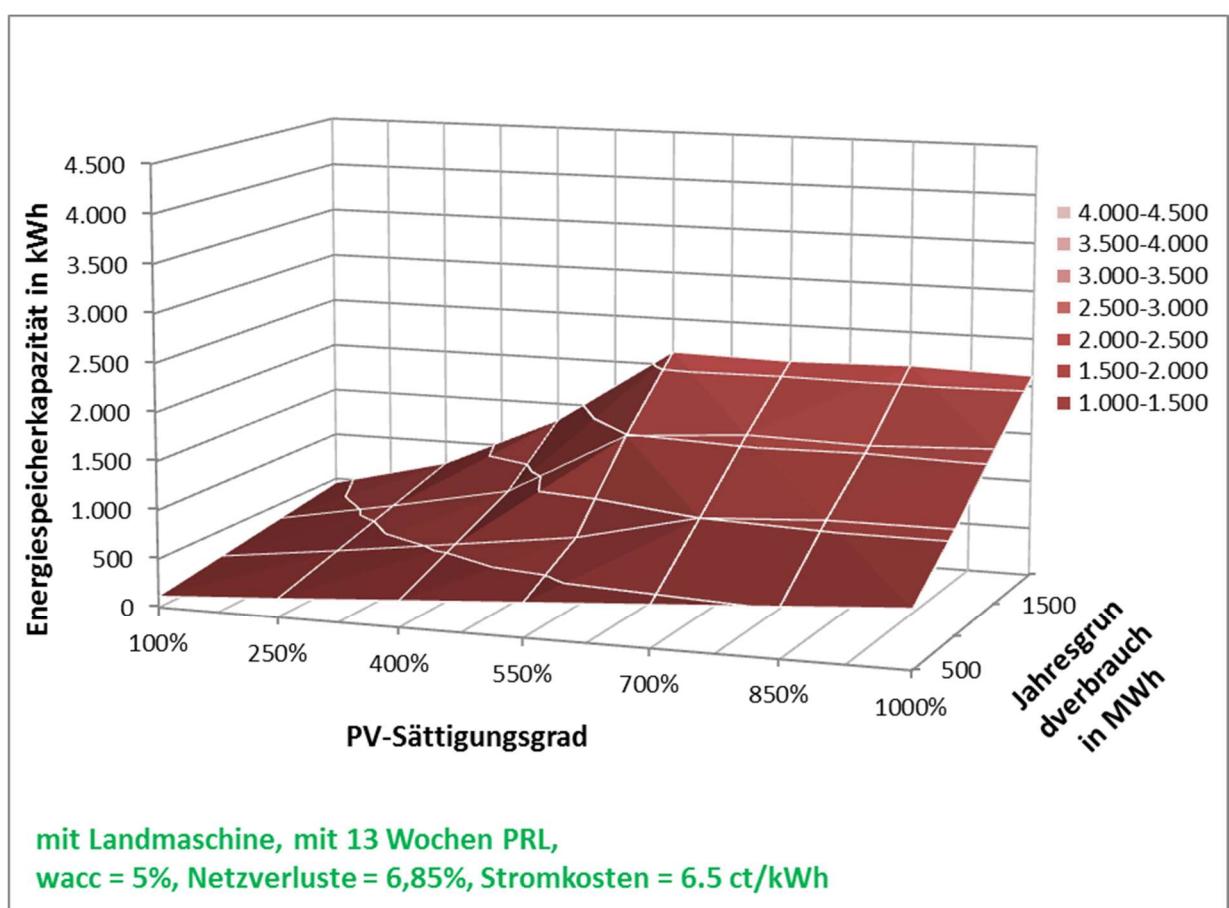
relative Verringerung liegt zwischen 4 % und 38 % bei Betrieb einer vollelektrischen Landmaschine, ohne Landmaschine zwischen 3 % und 28 %.

Das Potenzial die Ortsnetzanschlussleistung durch eine kostenoptimale Kombination mit einem Energiespeicher zu verkleinern ist dann am größten ist, wenn die PV-Jahreserzeugung den Jahresgesamtverbrauch an elektrischer Energie im Ortsnetz leicht übersteigt. Es ist geringfügig kleiner, wenn die PV-Jahreserzeugung den Jahresgesamtverbrauch deutlich übersteigt, deutlich kleiner, wenn sie darunter liegt. Dieser Zusammenhang ist unabhängig davon, ob eine vollelektrische Landmaschine betrieben wird, und davon, ob der Energiespeicher auch noch zur Bereitstellung von PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL) verwendet wird. Das Potenzial, die Ortsnetzanschlussleistung zu verringern, ist jedoch etwas größer, wenn der Energiespeicher auch zur Bereitstellung von PRL verwendet wird.



Das Ergebnis, dass ein Optimum erreicht wird, wenn PV-Erzeugung und Gesamtverbrauch im Ortsnetz sich etwa entsprechen, erinnert an das Ergebnis des SESAM-Projekts, dass eine batteriebetriebene vollelektrische Landmaschine optimal mit einer PV-Anlage kombiniert wird, deren Nennleistung etwa so groß ist wie die maximale Ladeleistung der Batterie. Allerdings entsprechen sich dort Leistungen, hier Jahresenergieverbräuche.

Bei kostenoptimaler Kombination eines Ortsnetzanschlusses mit einem Energiespeicher steigt dessen Kapazität sowohl mit dem Jahresgrundverbrauch als auch mit dem PV-Sättigungsgrad weitgehend linear an. Bei hohem PV-Sättigungsgrad steigt die Kapazität des Energiespeichers mit diesem fast nicht mehr an, wenn eine Landmaschine in Betrieb ist. Dafür wird mehr PV-Erzeugung abgeregelt, weil dies dann gestattet, in Summe andere Kosten stärker zu begrenzen als die abgeregelte Energie wert ist. Mit Landmaschine ist der kostenoptimale Energiespeicher maximal wenig größer als 2 MWh, ohne Landmaschine teilweise mehr als doppelt so groß.

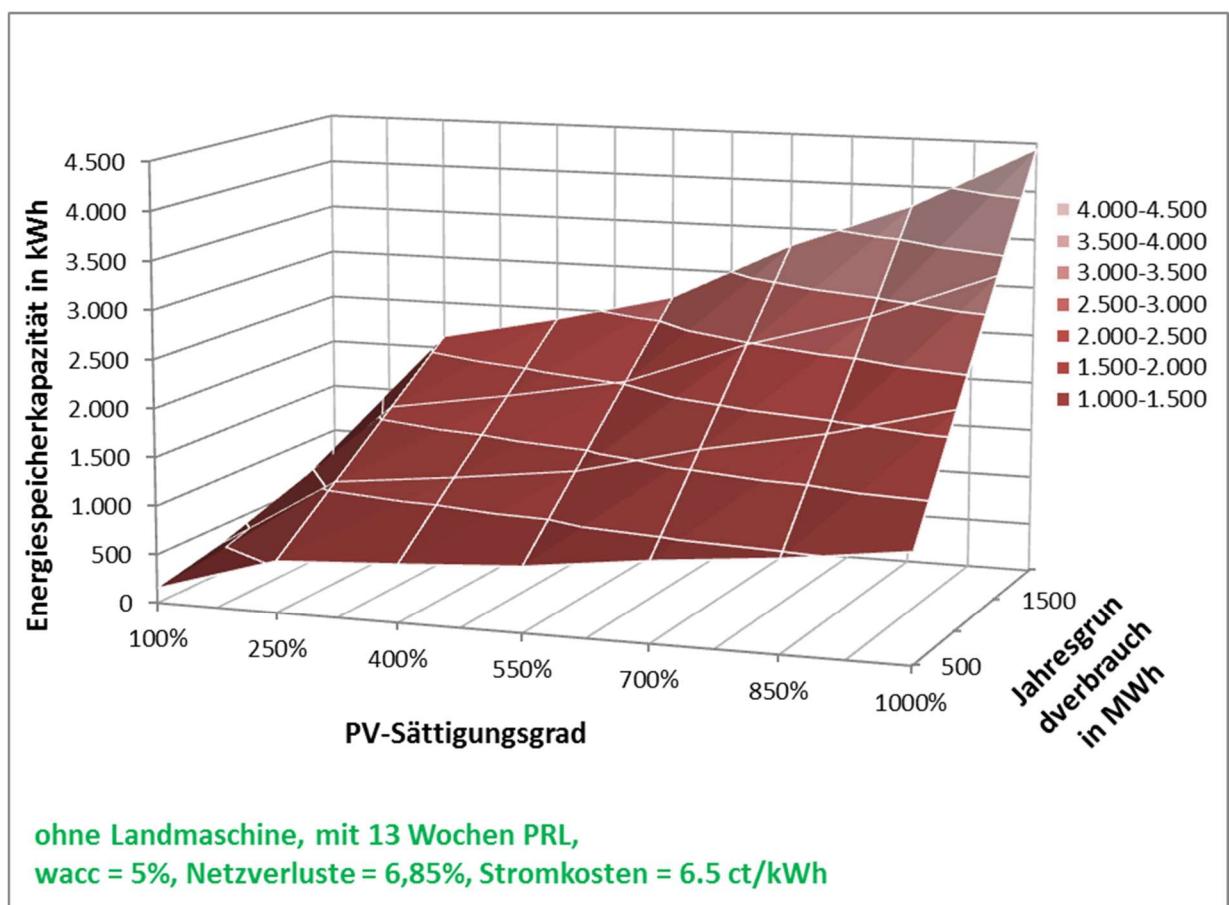


Die Energieverluste werden sowohl im Fall mit als auch ohne Landmaschine durch die Netzverluste dominiert. Diese weisen ein Minimum auf, wenn die PV-Erzeugung im Ortsnetz etwa bilanziell dem Gesamtverbrauch entspricht. Der Energiespeicher führt dazu, dass ABREGELUNG vermieden wird, insbesondere beim Betrieb einer Landmaschine. Über einen weiten Bereich der Durchdringung ländlicher Ortsnetze mit PV-Anlagen erfolgt die Nutzung von PV-Energie mit Landmaschine vollständiger als ohne.

Die Energieverluste im Energiespeicher sind im Fall mit Landmaschinenbetrieb geringer als im Fall ohne. Dies reflektiert, dass bei Landmaschinenbetrieb insgesamt weniger Energie in den Energiespeicher ein- und wieder ausgespeichert wird, weshalb auch die damit verbundenen Energieverluste

geringer sind, und korrespondiert mit der geringeren Energiespeicherkapazität im Fall mit Landmaschinenbetrieb.

Den größten Teil der Gesamtkosten der Infrastruktur des untersuchten Energiesystems machen die fixen Netzkosten, also die Summe aus der Annuität der Kosten des Ortsnetzanschlusses und des anteiligen vorgelagerten Netzes zuzüglich deren jährlichen fixen Betriebskosten aus. Allerdings nähert sich der Anteil der fixen Kosten des Energiespeichers denen des Netzes bei hohen PV-Sättigungsgraden an. Die jährlichen Kosten der Energieverluste, hier identisch mit den gesamten jährlichen variablen Betriebskosten, sind insgesamt klein, wenn auch nicht vernachlässigbar gegenüber den jährlichen fixen Kosten. Unter einem PV-Sättigungsgrad von etwa 400 % sind die Gesamtkosten der Energieinfrastruktur im Fall ohne Landmaschine niedriger als mit, darüber ist es umgekehrt.



Eine Detailbetrachtung der Energieflüsse im Jahresverlauf plausibilisiert, dass in Summe 13 Wochen im Jahr PRL angeboten werden kann. Der Energiespeicher kann dafür auch einen Teil der Zeit an einen anderen Ort versetzt werden. Da mit den durchgeföhrten Berechnungen jedoch nicht genau nachgewiesen werden konnte, wie viel PRL für welchen Zeitraum sicher angeboten werden kann, muss bis auf Weiteres davon ausgegangen werden, dass PRL nur über einen AGGREGATOR angeboten

werden kann, der durch Einbindung in ein Portfolio verschiedener Anlagen die teilweise oder vollständige Nichtverfügbarkeit des Energiespeichers absichert.

1.6 Schlussfolgerungen

Es wurde für den Fall eines ländlichen ORTSNETZES mit langfristig gleichbleibender Summe und Zeitstruktur von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie, in denen eine vollelektrische Landmaschine mit einer Dauerleistung von maximal 1,2 MW zum Einsatz kommt, nachgewiesen, dass die Installation eines (semi-)stationären ENERGIESPEICHERS volkswirtschaftlich kostenoptimal ist, wenn dieser neben dem Ausgleich der lokalen Energieflüsse auch zur Bereitstellung von PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL) für mindestens 13 Wochen pro Jahr eingesetzt wird. Die Installation eines (semi-)stationären Energiespeichers erlaubt dann, den Ortsnetzanschluss je nach Grundverbrauch und PV-Erzeugung im gleichen Ortsnetz zwischen 4 % und 38 % kleiner auszulegen als ohne Energiespeicher. Insbesondere erlaubt der Energiespeicher aber ABREGELUNG von PV-Erzeugung zu vermeiden. Berücksichtigt man, dass bereits die Vermeidung von wenigen Prozent Abregelung gemessen an der PV-Erzeugung unter Berücksichtigung der Umweltfolgen der Produktion einer Lithium-Ionen-Batterie netto Treibhausgasemissionen einspart (Stöhr, 2016), wird verglichen mit einem reinen Netzausbau ohne Energiespeicher ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet.

Tritt der Landwirt oder ein anderer Betreiber des Energiespeichers nicht direkt, sondern über einen AGGREGATOR am Markt für PRL auf, kann die Bedingung, dass PRL für mindestens 13 Wochen pro Jahr bereitgestellt wird und entsprechende Einnahmen erzielt werden, mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit eingehalten werden, da die Kapazität eines kostenoptimal dimensionierten Energiespeichers meist nur teilweise und generell nur einen kleinen Teil der Zeit benötigt wird. Allerdings ist abzuwarten, ob mit dem Angebot von PRL dauerhaft die hier vorausgesetzten Erlöse erwirtschaftet werden können. Die gesamte vorzuhaltende Primärregelreserve in Deutschland beläuft sich auf etwa 723 MW (Konstantin, 2013)², aktuell publizierte Bedarfsmengen liegen meist darunter (Ausschreibungsübersicht). Es wurde hier davon ausgegangen, dass eine Lithium-Ionen-Batterie mit einer Nennkapazität von 1,25 MWh erforderlich ist, um 1 MW PRL symmetrisch anbieten zu können. Dabei wurde entsprechend (Anforderungen) eine maximale Erbringung für 30 Minuten zugrunde gelegt. Lithium-Ionen-Batterien mit einer Kapazität von etwa 900 MWh reichen also aus, um die gesamte in Deutschland aktuell benötigte PRL bereitzustellen. Dies kann durch etwa 400-500 landwirtschaftliche Betriebe, die eine vollelektrische kabelgeführte Landmaschine betreiben, erbracht werden. Landwirtschaftliche Betriebe konkurrieren dabei mit anderen Betreibern von Batterien und mit solchen, die andere Optionen zur Bereitstellung von PRL nutzen. Mithin ist von einem Überangebot an PRL und entsprechend fallenden Preisen und Erlösen für Landwirte und andere Betreiber stationärer Energiespeicher einerseits, und der Möglichkeit für die Allgemeinheit Netzgebühren zu senken andererseits, in den nächsten Jahren auszugehen. Inwieweit dies durch einen mit dem Ausbau der PV und Windkraftnutzung steigenden Bedarf an PRL kompensiert wird, ist offen.

Berücksichtigt man, dass das Summenjahresprofil von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in einem Ortsnetz in den meisten Fällen kaum über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten weitgehend unverändert ist, dürfte in konkreten Entscheidungsfällen öfter der Einsatz eines Energiespeichers besser sein als die Verstärkung eines Ortsnetzanschlusses, da dieses eine längerfristige und schwerer zu korrigierende Investition darstellt als jenes.

² S. 470

1.7 Weiterer Forschungsbedarf

Weiterer Forschungsbedarf besteht zu folgenden Fragestellungen:

- Wie sensibel hängen die hier präsentierten Ergebnisse von den getroffenen Annahmen ab, insbesondere von der Annahme eines statischen Ortsnetzes mit einem über mehrere Jahrzehnte lang konstanten Summenjahresprofil von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie?
- Können die Ergebnisse mit realen Jahreslast- und Erzeugungsprofilen und für andere Einsatzszenarien einer vollelektrischen kabelgeführten Landmaschine bestätigt werden? Ergeben sich eher höhere oder geringere Synergien von vollelektrischen Landmaschinen und der Nutzung Erneuerbare Energien
- Ist der PV-Sättigungsgrad unabhängig von den konkreten Jahreslast- und Erzeugungsprofilen ein geeigneter Parameter zur Charakterisierung der PV-Erzeugung in Ortsnetzen?
- Ist eine Batterie für landwirtschaftliche Betriebe beziehungsweise ländliche Ortsnetze eine sinnvolle Wahl für den (semi-)stationären Energiespeicher oder ist eine flexibel betreibbare Biogasanlage mit hinreichen großem Gaspufferspeicher und Wärmespeicher oder ein Pflanzenöl-BHKW mit Öltank und Wärmespeicher eine bessere Option oder zumindest eine sinnvolle Ergänzung?
- Welche Möglichkeiten bieten daran anknüpfende Optionen zur Kopplung der Strom-, Wärme-, Transport- und Stoffsektoren?
- Welchen Einfluss hat der Betrieb von Windkraftanlagen, die im gleichen Ortsnetz oder in dessen Nähe an das vorgelagerte Netz angeschlossen sind?
- Welchen Einfluss hat die konkrete lokale Netztopologie jenseits der „KUPFERPLATTENAPPROXIMATION“?
- Ändern sich die Ergebnisse signifikant, wenn nicht nur die Wirkleistung, sondern Strom, Spannung und BLINDLEISTUNG berücksichtigt werden?
- In welchem Umfang kann PRL tatsächlich mit (semi-)stationären Energiespeichern angeboten werden, die primär zum Ausgleich von Energieflüssen in ländlichen Ortsnetzen eingesetzt werden, in denen vollelektrische Landmaschinen betrieben werden?
- Welche sonstigen **SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN** können mit solchen (semi-)stationären Energiespeichern angeboten werden und welchen Einfluss hat es auf ihre Wirtschaftlichkeit?
- Welche Einkommensmöglichkeiten für Landwirte und andere Akteure einerseits und Möglichkeiten **SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN** günstiger anzubieten und Netgebühren zu senken andererseits ergeben sich daraus?
- Welche Beiträge zum Klimaschutz können durch die bessere Ausnutzung des Potenzials **ERNEUERBARE ENERGIEN** dank vollelektrischer Landmaschinen und stationärer Energiespeicher genau geleistet werden?

Ein Teil dieser Fragen wird im Folgeprojekt GridCon2 im Zeitraum Januar 2018 bis Dezember 2020 bearbeitet.

2 Einführung

2.1 Die SESAM-Vision einer nachhaltigen Entwicklung im ländlichen Raum

Die in diesem Bericht präsentierten Forschungsarbeiten Auslegung (semi-)stationärer Energiespeicher für leitungsgeführte vollelektrische Landmaschinen wurde im Rahmen des Verbundprojekts „Entwicklung, Bau und Erprobung einer leitungsgeführten Landmaschine mit Smart-Grid-Infrastruktur - Grid-Connected Agricultural Machine (GridCON)“ erstellt. Dieses fügt sich in eine Reihe von Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten der John Deere GmbH & Co. KG (JD) ein, die das Ziel haben, die Vision „Sustainable Energy Supply for Agricultural Machinery (SESAM) zu konkretisieren und zu verwirklichen. Die SESAM-Vision sieht landwirtschaftliche Betriebe als zentrale Akteure und landwirtschaftliche Maschinen als Komponenten einer nachhaltigen Energieversorgung im ländlichen Raum. Diese Vision ist in Abb. 1 illustriert.



Abb. 1 SESAM-Vision einer nachhaltigen Energieversorgung im ländlichen Raum, Quelle: JD

Die Motivation für die SESAM-Vision gründet in folgenden Erkenntnissen und Entwicklungen:

Nachhaltigere landtechnische Produktionsweise

- Landwirtschaftliche Maschinen mit elektrischen Antrieben können eine deutlich höhere Präzision erzielen als solche mit einem Verbrennungsmotor. Dies ermöglicht, das Potenzial von **PRECISION FARMING (PRÄZISIONSLANDWIRTSCHAFT)** besser auszuschöpfen, Betriebsmittel (Dünger, Pflanzenschutzmittel, Maschinen u.a.) effizienter einzusetzen und somit Landwirtschaft umweltfreundlicher zu gestalten und in ökologischer Hinsicht einen Beitrag zu einer nachhaltigen Entwicklung zu leisten.
- Die mit elektrifizierten Landmaschinen ermöglichte Präzisionslandwirtschaft senkt auch die Betriebskosten landwirtschaftlicher Betriebe, was das Potenzial birgt, mehr Betrieben die Existenz zu sichern und wirtschaftliche und soziale Strukturen im ländlichen Raum zu stabilisieren. Dies leistet in ökonomischer und sozialer Hinsicht einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung.
- Speziell die Auflagen zur Abgasreinigung von Verbrennungsantrieben lassen sich nur noch mit einem sehr hohen Aufwand erfüllen, bei elektrischen Antrieben sind sie obsolet. Hier lösen Landmaschinen mit elektrischen Antrieben den Zielkonflikt zwischen der Notwendigkeit das menschliche Grundbedürfnis nach Nahrung zu befriedigen und dabei so weit wie möglich zu vermeiden, was Umwelt und menschliche Gesundheit schädigt, wozu die Rückhaltung von Luftschadstoffen aus Verbrennungsprozessen zählt.

Resilientere und kostengünstigere Nahrungsmittelerzeugung

- Landwirtschaftliche Betriebe haben ein besonders hohes Potenzial zur eigenen Erzeugung von elektrischer **ENERGIE** aus erneuerbaren Quellen. Neben den Flächen für PV- und Windkraftanlagen verfügen sie insbesondere auch über die Möglichkeit der Biogaserzeugung aus eigenen Anbau- und Abfallprodukten und der Produktion von Pflanzenölkraftstoffen, was ihnen ermöglicht, eine **EIGENDECKUNG (ZEITSYNCHRON)** ihres Strombedarfs aus **ERNEUERBARE ENERGIEN** zu realisieren, sprich **LEISTUNGSAUTARKIE** zu erreichen. Das ermöglicht landwirtschaftlichen Betrieben ähnlich wie früher durch Futteranbau für Arbeitspferde, aber anders als in den letzten Jahrzehnten, die für den Antrieb ihrer Maschinen erforderliche Energie selbst bereitzustellen. Dies sichert zunächst die **RESILIENZ (WIDERSTANDSFÄHIGKEIT)** der Landwirtschaft und damit die Nahrungserzeugung vor Lieferengpässen bei Treibstoffen auf Mineralölbasis.
- Da elektrische Antriebe für die gleiche mechanische Arbeit 3-4mal weniger Energie benötigen als Dieselmotoren, und weil erneuerbar erzeugte elektrische Energie mittlerweile sehr günstig geworden ist, senken elektrische Antriebe auch auf Grund des Wechsels des Energieträgers die Betriebskosten landwirtschaftlicher Betriebe und tragen auch damit zu den oben erwähnten positiven Effekten bei.

Beitrag zur Energiewende

- Die **STROMGESTEHUNGSKOSTEN** von neuen PV-Anlagen und Windkraftanlagen liegen weltweit im Bereich weniger Cent pro Kilowattstunde und damit deutlich unter den Strombezugspreisen landwirtschaftlicher Betriebe in vielen Ländern. Gleches gilt, wenn PV und Windstrom in vollelektrischen Landmaschinen an Stelle von Dieselkraftstoff in Landmaschinen mit Verbrennungsmotor eingesetzt wird. Hinzu kommt nun ein rasanter Preisverfall bei Lithium-Ionen-Batterien, was ermöglicht, PV und Windstrom immer günstiger zu zwischenspeichern,

um ihn bedarfsgerecht einsetzen zu können. Ein Ende der Preisdegression ist nicht in Sicht, zumal es regelmäßig zu Entwicklungssprüngen durch neue Materialien, Konzepte oder Produktionsverfahren kommt. Es ist für landwirtschaftliche Betriebe darum aktuell und in Zukunft wirtschaftlich interessant, vollelektrische Landmaschinen mit selbst erzeugtem Strom aus PV und Windkraftanlagen zu versorgen.

- Dem hohen technischen Potenzial landwirtschaftlicher Betriebe zur Stromerzeugung aus **ERNEUERBARE ENERGIEN** steht ein nur geringer Stromverbrauch in der Landwirtschaft selbst gegenüber. Er beläuft sich in Deutschland auf etwa 1 % des Gesamtstromverbrauchs.³ Es existiert folglich ein großes technisches Potenzial in der Landwirtschaft, zunächst weitere Verbraucher wie elektrische Landmaschinen direkt mit vor Ort erzeugtem Strom aus erneuerbaren Quellen zu versorgen. Elektrifizierte Landmaschinen tragen nicht nur direkt durch ihr Potenzial, **ERNEUERBARE ENERGIEN** vor Ort direkt zu nutzen und damit fossile Energie einzusparen und die Emission von Treibhausgasen zu reduzieren, zu einer nachhaltigeren Energieversorgung bei, sondern darüber hinaus auch durch ihren Beitrag zur überregionalen Energieversorgung und, wenn dabei **ENERGIESPEICHER** zum Einsatz kommen, die die **FLEXIBILITÄT** im allgemeinen Energieversorgungssystem erhöhen und **ENERGIEDIENSTLEISTUNGEN** bereitstellen, zu deren stabilen Betrieb.

Zur Verwirklichung der SESAM-Vision beabsichtigt JD, im Laufe der nächsten Jahre Traktoren und gegebenenfalls weitere Geräte mit großen Batterien sowie Landmaschinen zu entwickeln, die über eine Leitung an das elektrische Netz zur allgemeinen Versorgung angeschlossen sind. Dabei werden zunächst kleinere Verbrauchsgeräte im Traktor, dann Anbaugeräte und schließlich der gesamte Traktor mit Anbaugerät elektrisch versorgt. Das mittel- bis langfristige Ziel ist, eine SMART FARM komplett mit JD-Technologie ausrüsten zu können. Das Verbundvorhaben GridCON setzt auf diesen Vorüberlegungen auf und ist ein Baustein zur Umsetzung der SESAM-Vision von JD. Unmittelbare Vorarbeiten wurden 2013 bis 2015 im Projekt „SESAM - Entwicklung eines vollelektrischen Traktors“ geleistet.⁴

2.2 Ergebnisse der Folgenabschätzung im Vorgängerprojekt SESAM

Vollelektrische batterie-betriebene Landmaschinen haben nur einen kleinen Bewegungsradius und kommen wegen der geringen Energie, die zwischen zwei Ladevorgängen zur Verfügung steht nur für Arbeiten mit kleiner Leistung auf Höfen oder in deren unmittelbarer Umgebung in Frage. Das prädestiniert sie fürviehhaltende Betriebe. Diese, insbesondere solche mit Milchviehhaltung, haben ein Lastprofil, das mehr als alle anderen das elektrische Netz sehr schlecht ausnutzt, da es durch zwei sehr ausgeprägte Leistungsspitzen am Morgen und am Abend gekennzeichnet ist. Es stellt sich darum nicht nur die Frage nach der Netzintegration batterie-betriebener Landmaschinen und erneuerbarer Energien, sondern auch die nach einer besseren Netzintegration von Milchviehbetrieben im Sinne einer besseren Ausnutzung ihres Netzzuschlusses. Im SESAM-Projekt wurde gezeigt, dass eine batterie-betriebene Landmaschine bzw. der erforderliche Ladepunkt für die Batterie nun eine zusätzliche Last darstellt, die nicht per se einen bestehenden Anschluss besser ausnutzt. Optimierte werden kann

³ <http://www.stromerzeugung-stromverbrauch.de/Stromverbrauch/Stromverbraucher/Stromverbrauch-Industrie-Gewerbe-Deutschland.html> [abgerufen am 10. Juni 2016]

⁴ www.sesam-project.de, Vorgänger-Website zu www.gridcon-project.de, wie diese von der B.A.U.M. Consult GmbH München/Berlin (B.A.U.M.) betreut.

die Situation jedoch durch langsames Laden der Batterie in der Nacht oder dann, wenn eine PV-Anlage mit etwa gleicher Leistung auf dem gleichen Betrieb oder in räumlicher Nähe Energie ins Netz einspeist. Hierzu ist es hilfreich, wenn mehrere leicht wechselbare Batterien eingesetzt werden. (Stöhr, et al., 2015)

2.3 Ergebnisse sonstiger Forschungsergebnisse

Es wird vielfach bereits die Nutzung stationärer Energiespeicher zur Glättung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen im ländlichen Raum diskutiert und untersucht wie u.a. von (Spring, et al.) berichtet. Diese Glättung ist insbesondere in den Sommermonaten relevant, wenn die Leistung der an ein **ORTSNETZ** angeschlossenen PV-Anlagen die der daran angeschlossenen Verbraucher weit übersteigt und es zur Überlastung des Ortsnetztransformators (ONT) bei der Einspeisung aus dem Orts- ins Mittelspannungsverteilnetz, teilweise sogar weiter vom Mittelspannungsnetz über ein Umspannwerk ins Hochspannungsverteilnetz kommen kann.

2.4 Ziel und Gegenstand des Verbundvorhabens GridCON

Ziel und Gegenstand des Verbundvorhabens GridCON war die Entwicklung, der Aufbau und die Demonstration einer leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschine (Traktor) mit zugehöriger Infrastruktur. Der Traktor wird durch eine elektrische Leitung versorgt, welche eine Verbindung mit dem elektrischen Netz zur allgemeinen Versorgung herstellt. Dafür wurde der Prototyp einer Vorrichtung entworfen, welche die Leitung unter Einhaltung von Sicherheits- und anderen -vorschriften in geeigneter Weise mit dem Traktor mitführt. Der leitungsgeführte Traktor wurde auf eine große Dauerleistung ausgelegt und demonstriert. Die hinsichtlich dieser Ziele erreichten Ergebnisse werden in den Schlussberichten der Teilvorhaben von John Deere und der Technischen Universität Kaiserslautern, sowie im Schlussbericht für das Gesamtvorhaben GridCON dargestellt.

2.5 Das Teilvorhaben Energiewirtschaftliche Ausarbeitung

Das Teilvorhaben „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ deckte den von der B.A.U.M. Consult GmbH München/ Berlin (B.A.U.M.) bearbeiteten Teil des Verbundprojektes ab. Das Ziel von B.A.U.M. war zu erforschen, in welcher Weise die Einführung leitungsgebundener vollelektrischer Traktoren Möglichkeiten zur umfassenden Entwicklung des ländlichen Raums und der Integration **ERNEUERBARE ENERGIEN** eröffnet. B.A.U.M. verknüpfte damit die von JD und TU KL durchgeführten technischen Entwicklungen mit verschiedenen gesamtgesellschaftlichen Anliegen.

Zum Gesamtvorhabens gehörten Arbeiten zu einer Smart-Grid-Infrastruktur für die elektrische Versorgung, welche erlaubt einen lokalen Ausgleich zwischen der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen und dem lokalen Verbrauch durch die vollelektrische Landmaschine sowie den stationären Verbrauchern so herzustellen, dass der landwirtschaftliche Betrieb als Ganzer sich als intelligenter Teilnehmer des gesamten Stromversorgungssystems (**SMART FARM**) verhalten kann.

Zentraler Gegenstand des Teilvorhabens „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ war, dafür Ausgestaltungsmöglichkeiten dieser Smart-Grid-Infrastruktur zu eruieren, die den Nutzen sowohl für Netzebe-

treiber als auch für landwirtschaftliche Betriebe und andere Akteure des ländlichen Raums optimieren. Zum möglichen Nutzen für Akteure im ländlichen Raum gehören Einsparungen durch die Erzeugung von elektrischer Energie zum EIGENVERBRAUCH und Wertschöpfung durch Verkauf an Dritte sowie durch die Bereitstellung von **SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN** für das regionale und überregionale Stromversorgungssystem, sowie die Steigerung der landwirtschaftlichen Produktivität durch höhere Landmaschinenleistungen und ausgedehntere Arbeitszeiten dank autonomen und nahezu lärmlosen Landmaschinenbetriebs. Zum übergeordneten Nutzen, der in Form leichter zu erfüllender Auflagen und Kosteneinsparungen indirekt den Akteuren des ländlichen Raums zu Gute kommen kann, gehören weiterhin die Senkung von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen und die Verringerung der Bodenverdichtung durch ein geringeres Arbeitsmaschinengewicht.

Das Teilverfahren „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ verfolgte die folgenden wissenschaftlichen und technischen Arbeitsziele:

- Klärung, in welchem Umfang verteilte, stationäre Energiespeicher für elektrische Energie benötigt werden, damit durch den Einsatz leitungsgebundener vollelektrischer Landmaschinen mit hoher Dauerleistung aber nur kleinen Pufferspeichern das elektrische Netz zur allgemeinen Versorgung nicht zusätzlich belastet, sondern das Potential zur Erzeugung der für die Landmaschine benötigten elektrischen Energie aus lokal verfügbaren erneuerbaren Quellen optimal ausgeschöpft wird und Smart-Grid-Funktionen realisiert werden können.
- Entwicklung eines Modells zur optimalen Auslegung stationärer Energiespeicher und deren Integration in die Infrastruktur und die Prozesse von landwirtschaftlichen Betrieben.
- Erstellung einer Studie, wie das Konzept der Vollelektrifizierung von Landmaschinen per Leitungsanbindung von einem Traktor auf andere Landmaschinen übertragen werden kann.
- Erstellung einer Studie zu den Folgen hoher Anwendungsleistungen vollelektrischer Landmaschinen.

Das Teilverfahren „Energiewirtschaftliche Ausarbeitung“ war in vier Arbeitspakete gegliedert:

- | | |
|-------|---|
| AP1: | Projektkoordination und Öffentlichkeitsarbeit |
| AP4: | Einbindung stationärer Speicher |
| AP10: | Konzeptioneller Technologietransfer für weitere Anwendungen (z.B. Feldhäcksler) |
| AP13: | Studie zu den Folgen hoher Anwendungsleistungen vollelektrischer Landmaschinen |

2.6 Das Arbeitspaket Einbindung stationärer Speicher (AP4)

Die Vollelektrifizierung von Landmaschinen per Leitungsanbindung erlaubt die Verwirklichung von Anwendungsleistungen > 1 MW, die mit Dieselantrieben nicht mehr erreicht werden können. Dies eröffnet die Möglichkeit, Arbeiten in der Landwirtschaft anders und mit größerer Effizienz durchzuführen. Dies hat Konsequenzen, die über die zeitliche und finanzielle Effizienz hinausgehen. Insbesondere liegt die Leistungsaufnahme solcher Landmaschinen deutlich über der Anschlussleistung der meisten ländlichen Ortsnetze in Deutschland. Folglich muss diese erheblich erhöht, ein hinreichend großer Energiespeicher bereitgestellt und/ oder elektrische Energie vor Ort erzeugt werden, bevor solche vollelektrischen Landmaschinen zum Einsatz kommen können.

Im Zuge der Bearbeitung des AP4 wurde der Begriff „stationärer Energiespeicher“ durch den erweiterten Begriff „(semi-)stationärer Energiespeicher“ ersetzt, da Anwendungsfälle ins Licht rückten, bei denen der Energiespeicher nicht ganzjährig im gleichen Ortsnetz eingesetzt wird wie die Landmaschine, sondern zeitweise an einen anderen Ort versetzt wird, um dort einem anderen Zweck zu dienen.

2.7 Aufbau dieser Studie

Dieses Dokument ist wie folgt aufgebaut:

1. Die Zusammenfassung (Kapitel 1) präsentiert die wesentlichen Ergebnisse der gesamten Arbeit auf wenigen Seiten.
2. In Kapitel 2 werden Hintergrund, Ergebnisse des Vorgängerprojekts SESAM, sowie Ziele und Inhalte des GridCON-Projekts und insbesondere des Teilvorhabens vorgestellt, in dem diese Studie erstellt wurde.
3. In Kapitel 3 wird das betrachtete Energiesystem abgrenzt, seine Komponenten beschrieben und Annahmen, die in die weiteren Untersuchungen einfließen präzisiert.
4. In Kapitel 4 werden Berechnungen präsentiert, mit denen obere und untere Schranken der Ortsnetzanschlussleistung und der Energiespeicherkapazität für Ortsnetze ermittelt wurden, in denen eine vollelektrische Landmaschine zum Einsatz kommen soll.
5. In Kapitel 5 wird das Open Energy Modeling Framework oemof und die Vorgehensweise beschrieben, mir der dieses Framework für Optimierungsrechnungen genutzt wurde.
6. In Kapitel 6 wird das finanzmathematische Programmmodul beschrieben, das für die Berechnung äquivalenter periodischer Kosten verschiedener Investitionen bei den Optimierungsrechnungen entwickelt wurde.
7. Kapitel 7 enthält den umfassend kommentierten Programmcode des für die Optimierungsrechnungen entwickelten Python-Programms.
8. In Kapitel 8 werden die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen hinsichtlich der kostenoptimalen Auslegung eines Ortsnetzanschlusses, eines Energiespeichers und der ABREGELUNG von PV-Erzeugung für verschiedene Situationen präsentiert und interpretiert.
9. In Kapitel 9 werden die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen zu den Energieflüssen in kostenoptimal ausgelegten Ortsnetzanschlüssen mit Energiespeicher und Abregelung von PV-Erzeugung für ausgewählte Situationen präsentiert und interpretiert.
10. Kapitel 10 fasst die wesentlichen Schlussfolgerungen aus den Optimierungsberechnungen zusammen.
11. Ein umfangreiches Glossar zu Schlüsselbegriffen im Anhang bietet nicht nur eine Erläuterung einzelner Begriffe, sondern ergänzende Informationen und detailliertere Darstellungen einiger Zusammenhänge.

SCHLÜSSELBEGRIFFE, die im Glossar erläutert sind, sind sowohl im Haupttext der Studie als auch im Glossar selbst hervorgehoben und als Link ausgeführt. Darüber gelangt der Leser direkt zum entsprechenden Eintrag im Glossar.

3 Abgrenzung, Typologisierung und Modellierung des Energiesystems

3.1 Zeitliche Abgrenzung

Es wird im Folgenden ein über einen Zeitraum von 50 Jahren weitgehend unverändertes fiktives Energiesystem betrachtet. Der lange Betrachtungszeitraum ist erforderlich, um die Investitionskosten der langlebigsten Komponente, das ist das elektrische Netz zur allgemeinen Versorgung, berücksichtigen zu können. Entwickelt sich die Situation nun real so, dass ab einem bestimmten Zeitpunkt im Betrachtungszeitraum ein geringer dimensioniertes elektrisches Netz ausreicht, als das, welches errichtet worden ist, ist die anfängliche Investition in dieses in den meisten Fällen vermutlich weitgehend in den Sand gesetzt, weil sie nur schwer ohne nennenswerten Wertverlust rückgängig zu machen ist. Dagegen ist ein Energiespeicher in Form einer Lithium-Ionen-Batterie, wie er im Folgenden angenommen wird, bereits nach wenigen Jahren abgeschrieben. Weiterhin kann er grundsätzlich leicht abgebaut und an einem anderen Ort genutzt werden. Sollte er im Betrachtungszeitraum überflüssig werden oder kleiner gestaltet werden können, kann er leichter als das elektrische Netz ohne nennenswerten Wertverlust verkleinert oder abgebaut werden.

Die Annahme eines über einen Zeitraum von 50 Jahren weitgehend unveränderten Energiesystems hat darum zur Konsequenz, dass tendenziell zu oft ein zu starkes elektrisches Netz und ein zu kleiner Energiespeicher als optimal ermittelt werden. Für reale Energiesystemhistorien dürften Energiespeicher öfter und mit größerer Kapazität, elektrische Netze seltener und mit geringerer Kapazität die optimale Wahl sein, als die im Folgenden ermittelten Ergebnisse nahelegen.

3.2 Räumliche Abgrenzung und Typologisierung

Nimmt man an, dass die in dieser Studie betrachtete leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine acht Stunden pro Tag mit einer Dauerleistung von 1,2 MW elektrische **ENERGIE** aus dem elektrischen Netz zur allgemeinen Versorgung bezieht, verbraucht sie pro Tag 9,6 MWh elektrische Energie, die über einen Netzanschluss bereitgestellt werden muss. Bereits bei nur 15 Tagen Einsatz pro Jahr, verbraucht sie jährlich 144 MWh, ungefähr so viel wie zehn durchschnittliche bayerische Landwirtschaftsbetriebe (139,84 MWh) oder zehn durchschnittliche bayerische Mischackerbaubetriebe (137,34 MWh), wie ein Vergleich mit den Ergebnissen einer Untersuchung von 26.439 Betrieben durch die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft zeigt. (Neiber, 2014)

Allerdings liegt die Verbrauchsleistung der Landmaschine mit 1,2 MW um den Faktor 76,5 über der durchschnittlichen Verbrauchsleistung von 15,68 kW⁵ von zehn durchschnittlichen bayerischen Mischackerbaubetrieben, also bei der durchschnittlichen Verbrauchsleistung (durchschnittliche **LAST**) von 765 oder der Spitzenverbrauchsleistung (Spitzenlast) von solchen 409 Betrieben.⁶ Folglich über-

⁵ 137,34 MWh / 8.760 h, da die Messungen von (Neiber, 2014) vermutlich im Zeitraum 10/2012 – 10/2013 durchgeführt wurden, in den kein Schalldag fällt. Nota bene: Für die Modellrechnungen, die ein ganzes Jahr abbilden, wurde die letzte verfügbare Aktualisierung des L2-Profil für 2016 verwendet, welches im Gegensatz dazu einen Schalldag enthält und 8.784 Stunden hat.

⁶ Beim im Folgenden zugrunde gelegten Standardlastprofil L2 für landwirtschaftliche Betriebe ohne Milchwirtschaft liegt die durchschnittliche Last bei 53 % und die Minimallast bei 24 % der Spitzenlast.

trifft ihre Verbrauchsleistung bei weitem die der üblicherweise an ein einzelnes **ORTSNETZ** angeschlossenen landwirtschaftlichen Betriebe in Bayern.

Bei landwirtschaftlichen Betrieben außerhalb Bayerns, vor allem in Ostdeutschland, sind die Betriebsfläche und der Energieverbrauch je Betrieb eher höher, damit aber auch die Zahl der Betriebe innerhalb eines Ortsnetzgebiets geringer. Es besteht also Grund zur Annahme, dass generell die Verbrauchsleistung der Landmaschine deutlich höher ist als die der an ein Ortsnetz angeschlossenen landwirtschaftlichen Betriebe beziehungsweise der Betriebe, deren Ackerflächen mit ihr bearbeitet werden können. Sie stellt also einen neuen großen elektrischen Verbraucher im ländlichen Raum dar, für den ländliche Verteilnetze üblicherweise nicht ausgelegt sind.

Ein Vergleich mit üblichen Größen von Ortsnetztransformatoren (100 kVA, 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA) bestätigt diese Überlegungen und zeigt, dass die Verbrauchsleistung der Landmaschine deutlich über der Anschlussleistung von Ortnetzen an das vorgelagerte Mittelspannungsverteilnetz liegt. (FENES)

Dies hat zur Konsequenz, dass voraussichtlich in den meisten Fällen, in denen eine leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine betrieben wird, nicht nur ein neuer elektrischer Anschluss am Feldrand hergestellt, sondern gleich der Ortsnetzanschluss und das vorgelagerte Netz verstärkt werden müssen. Aus diesem Grunde wurde in dieser Studie bei der Abbildung der untersuchten Situation in einem Modell nicht ein einzelner landwirtschaftlicher Betrieb, sondern ein ganzes Ortsnetzgebiet im ländlichen Raum betrachtet.

Die betrachtete Landmaschine ist nicht das ganze Jahr über in Betrieb und die durchschnittliche Leistung, mit der sie Energie bezieht, liegt deutlich unter ihrer Spitzenverbrauchsleistung. Bei dem für die Simulation eines ganzen landwirtschaftlichen Jahres angenommenen Einsatzprofil mit 1.686 Jahresarbeitsstunden, verteilt auf 133 Arbeitstage mit 10-14 Arbeitsstunden und einer Leistungsaufnahme von 200-1.200 kW (s. Abschnitt 3.3.2) kommt die Landmaschine nur auf 1.407 **VOLLASTSTUNDEN**, sprich die Durchschnittsleistung liegt bei 16 % der Spitzenleistung.⁷ Dies liegt deutlich unter dem entsprechenden Verhältnis von 53 % (4.645 **VOLLASTSTUNDEN**) beim Standardprofil⁸ L2 für landwirtschaftliche Betriebe ohne Milchwirtschaft und nur wenig über der Auslastung eines Netzzuschlusses durch eine PV-Anlage (maximal etwa 1.100 **VOLLASTSTUNDEN** in sehr sonnigen Gegenden Deutschlands).

Werden also ein Ortsnetzanschluss und das vorgelagerte Netz ausschließlich mit dem Ziel erweitert, eine leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine darüber zu versorgen, sind sie die meiste Zeit des Jahres nur sehr schwach ausgelastet. Es mag nun möglicherweise für einen Landwirt selbst dann wirtschaftlich sein, eine leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine statt einer Landmaschine mit Verbrennungsmotor zu betreiben, wenn er eine solche Netzerweiterung bezahlen muss, volkswirtschaftlich ist es jedoch fragwürdig, da eine Infrastruktur aufgebaut wird, die nur sehr gering ausgelastet ist, sofern dies nur zu diesem einen Zweck erfolgt.

⁷ $1.688.840 \text{ kWh} / 1.200 \text{ kW} = 1407 \text{ h}$; $1.688.840 \text{ kWh} / 8764 \text{ h} = 192,7 \text{ kW}$, das sind 16 % von 1.200 kW; die Simulation für ein ganzes landwirtschaftliches Jahr wurde für das Schaltjahr 2016 durchgeführt, darum 8.784 h statt 8760 h.

⁸ Statt von „Standardlastprofil“ wird hier im Folgenden durchgängig von „Standardprofil“ gesprochen, um für Last- und Erzeugungsprofile einen einheitlichen Begriff zu verwenden, der nicht verschleiert, dass es sich einmal um Verbrauch-, ein anderes Mal um Erzeugung handelt.

Speisen nun aber in das gleiche Ortsnetz Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ein, deren Erzeugungsleistung in der Summe ebenfalls eine Verstärkung des Ortsnetzanschlusses erfordert, stellt sich die Situation anders dar. Es ist bei großer Zeitgleichheit von Betrieb der Landmaschine und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien denkbar, dass die Verstärkung des Ortsnetzanschlusses geringer ausfallen kann, als wenn nur die Landmaschine zu betreiben oder nur die erzeugte elektrische Energie rückzuspeisen (über das Netz zu entfernten Verbrauchern abzuleiten) wäre. Umgekehrt ist bei großer Zeitungleichheit denkbar, dass zwar der Ortsnetzanschluss erheblich verstärkt werden muss, seine Auslastung jedoch deutlich besser ist, als wenn dies nur auf Grund der Landmaschine oder nur auf Grund der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geschähe. Volkswirtschaftlich von besonderem Interesse ist der erste Fall großer Zeitgleichheit und dadurch ermöglichter Synergie und Kostenersparnis. Ihm gilt das Hauptaugenmerk dieser Studie.

Von allen Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie haben PV-Anlagen vermutlich das größte Potenzial, Synergien beim Betrieb von elektrifizierten Landmaschinen im gleichen Ortsnetz auf Grund großer Zeitgleichheit zu entfalten, da letzte tendenziell dann im Einsatz sind, wenn die Sonne scheint und PV-Anlagen viel elektrische Energie erzeugen. PV-Anlagen haben zudem, zusammen mit Windkraftanlagen, das größte technische und ökonomische Potenzial zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen überhaupt. Im Gegensatz zu Windkraftanlagen greift die Errichtung von PV-Anlagen jedoch weniger in das Landschaftsbild ein und ist erheblich weniger umstritten. Die Kombination von leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschinen mit PV-Anlagen im gleichen Ortsnetz ist daher von besonderem Interesse.

Windkraftanlagen erzeugen elektrische Energie in der Regel mit einer Leistung, welche die der Landmaschine übersteigt. *Die heute in Deutschland gängige Windenergieanlage hat einen Rotordurchmesser von circa 90 Meter, eine Nennleistung von 2,5 MW und eine Turmhöhe je nach Standort zwischen 80 und 130 Metern.⁹* Existiert also eine Windkraftanlage oder gar ein Windpark in der Nähe des Einsatzortes der Landmaschine, existieren in der Regel auch bereits ein hinreichend dimensionierter Anschluss und ein übergeordnetes Netz zur allgemeinen Versorgung und es ist grundsätzlich möglich, ohne deren Verstärkung die Landmaschine darüber zu versorgen.

Biogas- und Pflanzenöl-BHKW haben inhärente Energiespeicher, nämlich einen Puffergasspeicher beziehungsweise einen Pflanzenöltank, und sind deshalb PROGRAMMIERBARE Erzeugungsanlagen. Da das Potenzial zur Stromerzeugung aus Biogas und Pflanzenöl insgesamt aber deutlich geringer ist als das von PV und Windkraft, werden sie in dieser Studie nicht berücksichtigt, sollten aber in nachfolgenden Arbeiten noch näher betrachtet werden.

Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus fossilen Quellen, das heißt vor allem Dieselaggregate, werden hier nicht betrachtet, da mit ihrem Einsatz ein Großteil der Vorteile elektrifizierter Landmaschinen mit Blick auf eine nachhaltige Entwicklung zunichte gemacht würde.

Da sowohl eine leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine als auch PV-Anlagen Leistungsspitzen haben, die oft, aber nicht immer zeitlich zusammenfallen und sich gegenseitig kompensieren, ist es vermutlich sinnvoll, eine durch die Landmaschine und/ oder PV-Anlagen erforderlich gewordene Netzverstärkung mit der Installation eines Energiespeichers zu kombinieren, der den Energiefluss über die Ortsnetzgrenze begrenzt beziehungsweise glättet, das heißt gleichmäßiger macht, und so erlaubt, die Kapazität des Netzes geringer zu dimensionieren und besser auszunutzen.

⁹ <https://www.wind-energie.de/themen/technik-anlagen> [abgerufen am 10. April 2018]

Der Energiespeicher kann grundsätzlich an einer beliebigen Stelle im Ortsnetz angeschlossen sein, wenn angenommen werden kann, dass die Leistungsstärke im Ortsnetz überall hinreichend ist, um die jeweils entstehenden elektrischen Ströme zu leiten. Wird dies wie hier vorausgesetzt, spricht man auch von einer „KUPFERPLATTENAPPROXIMATION“ und hat zur Konsequenz, dass auch die Zahl, Größe und räumliche Verteilung der Anschlusspunkte der Landmaschine an das Ortsnetz, der sonstigen Verbraucher und der PV-Anlagen unerheblich für die angestellten Betrachtungen sind. Der Energiespeicher kann so zum Beispiel auch mit einer oder mehreren großen PV-Anlagen verbunden sein oder aus vielen kleinen Energiespeichern bestehen. Es wird im Folgenden angenommen, dass diese wie ein einziger Speicher gesteuert werden und darum in der Regel vom Energiespeicher im Singular gesprochen. Unterschiedliche Anordnungen der Speicher im Ortsnetz unterscheiden sich bei gleicher Gesamtkapazität dann wie verschiedene räumliche Anordnungen von Verbrauchern und PV-Anlagen nur noch hinsichtlich der Leitungsführung und –auslegung innerhalb des Ortsnetzes.

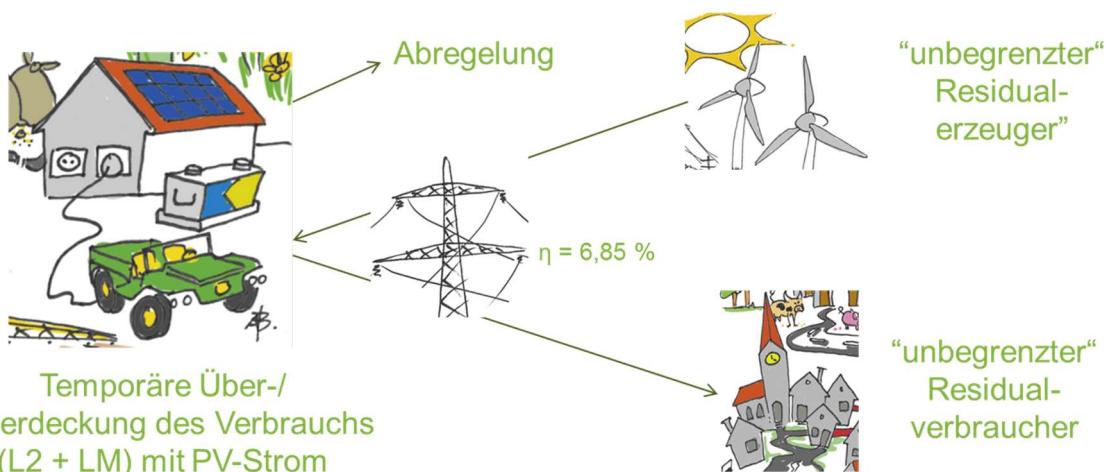


Abb. 2 Betrachtetes Energiesystem

Das betrachtete Energiesystem besteht demnach aus folgenden technischen Komponenten:

- Einem für alle in ihm auftretenden Energieflüsse hinreichend dimensionierten ORTSNETZ mit Anschluss an das vorgelagerte Mittelspannungsverteilnetz und indirekt über dieses an das Hochspannungsverteil- und an das Übertragungsnetz – kurz: mit Anschluss an das vorgelagerte Netz.
- Einer leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschine (LM) mit einer oder mehreren Anschlussstellen an das Ortsnetz.
- Sonstigen an das Ortsnetz angeschlossenen elektrischen Verbrauchern, die in ihrer Gesamtheit dem Standardlastprofil für „übrige“ Landwirtschaftsbetriebe, d.h. Haupterwerbsbetriebe ohne Milchwirtschaft (L2) folgen.
- Allen an das Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen, deren Erzeugung vollständig genutzt oder teilweise abgeregelt, d.h. nicht genutzt werden kann. Im Fall der ABREGELUNG wird weniger Sonnenlicht in elektrische Energie umgewandelt, als zu diesem Zeitpunkt möglich wäre.

- An das Ortsnetz angeschlossenen (semi-)stationären Energiespeichern, die wie ein einzelner ENERGIESPEICHER gesteuert werden.
- Einem vorgelagerten Netz mit einer Verlustrate von 6.85 %¹⁰ für darüber übertragene elektrische Energie, welches das Ortsnetz mit weiteren Erzeugungsanlagen verbinden, welche in ihrer Gesamtheit den Bedarf im Ortsnetz jederzeit vollständig decken können („unbegrenzter“ Residualerzeuger), sofern er nicht durch die ans Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen gedeckt werden kann, sowie mit weiteren Verbrauchern, welche in ihrer Gesamtheit die in diesen PV-Anlagen erzeugte elektrische Energie jederzeit vollständig aufnehmen können, wenn diese nicht im Ortsnetz verbraucht wird („unbegrenzter“ Residualverbraucher).

Unter semi-stationären Energiespeichern werden dabei versetzbare Speicher verstanden, die unter Umständen nicht ganzjährig an das Ortsnetz angeschlossen sind, sondern nur in Zeiten besonders hohen lokalen Energiespeicherbedarfs. Es ist auch denkbar, dass bei mehreren Energiespeichern im Ortsnetzgebiet nur einige für bestimmte Zeiten im Jahr versetzt werden. Dadurch können zum Beispiel die Kosten des Einsatzes stationärer Energiespeicher verringert oder Einnahmen mit diesen erzielt werden.

Das betrachtete Energiesystem enthält explizit keine sonstigen an das Ortsnetz angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, da gezielt mögliche Synergien von leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschinen und PV-Anlagen in den Blick genommen werden sollten.

3.3 Komponenten des betrachteten Energiesystems

3.3.1 Ortsnetz

Es wurde vereinfachend angenommen, dass der Ortsnetzanschluss durch einen einzigen Ortsnetztransformator (ONT) hergestellt wird und das vorgelagerte Netz eine entsprechende Übertragungskapazität hat. Im Folgenden werden die Begriffe „Ortsnetzanschluss“ und „Ortsnetztransformator“ beziehungsweise die Abkürzung ONT darum synonym verwendet.

Es wurden bei den Optimierungsrechnungen keine Begrenzungen der Energieflüsse zwischen Ortsnetztransformator, Landmaschine, und sonstigen ans Ortsnetz angeschlossenen elektrischen Verbrauchern und PV-Anlagen betrachtet (dies ist die erwähnte Kupferplatten-Approximation des Ortsnetzes), sondern nur die durch den Ortsnetzanschluss an das vorgelagerte Mittelspannungsverteilernetz bzw. das vorgelagerte Netz gesetzten Grenzen. Es wurde davon ausgegangen, dass die unterste von diesen, also die, welche die Übertragung am meisten einschränkt, die Übertragungskapazität des ONT ist. Als Parameter zur Beschreibung des Ortsnetzanschlusses und des vorgelagerten Netzes wurde die Dauerwirkleistungsübertragungskapazität des ONT gewählt.

¹⁰ Das entspricht dem durchschnittlichen Verlust bei einer Übertragung elektrischer Energie über das deutsche Stromnetz.
S.

<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html> [abgerufen am 16. November 2017]

3.3.2 Landmaschine

Es wurde angenommen, dass die leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine entweder (über mehrere Stunden) eine konstante Leistung von maximal 1,2 MW aufnimmt oder nicht in Betrieb ist. Teillastphasen und transiente Vorgänge wurden vereinfachend nicht betrachtet. Wechsel zwischen null und Volllast erfolgen, wenn, dann exakt zu einer vollen Viertelstunde.

Betriebsintervall	1	2	3	4	5	6
Tätigkeit	Bodenbearbeitung	Säen	Düngen/Spritzen	Ernten	Bodenbearbeitung	Bodenbearbeitung
Leistung der Landmaschine [kW]	1.200	800	200	1.200	1.200	1.200
Starttag	01.02.2016	01.03.2016	01.05.2016	01.08.2016	01.11.2016	15.12.2016
Endtag	28.02.2016	18.03.2016	30.06.2016	31.10.2016	30.11.2016	31.12.2016
darin Anzahl Arbeitstage	17	8,4	22,6	58,3	17	10,1
Startzeit (MEZ)	7:00	7:00	6:00	6:00	7:00	8:00
Endzeit (MEZ)	18:00	19:00	19:00	20:00	18:00	18:00
Betriebsstunden je Tag	11	12	13	14	11	10
Tagesenergiebedarf [kWh]	13.200	9.600	2.600	16.800	13.200	12.000
Energiebedarf Arbeitsperiode [kWh]	224.400	80.640	58.760	979.440	224.400	121.200
Jahrenergiebedarf [kWh]				1.688.840		
Jahresbetriebsstunden [h]				1.686		
Vollaststunden [h]				1407,37		
mittlere Leistung im Betrieb [kW]				1001,80		
mittlere Leistung im Jahresverlauf [kW]				192,26		
mittlere Leistung/maximale Leistung				16,02%		

Abb. 3 Einsatzzeiten und Leistungsaufnahme der Landmaschine

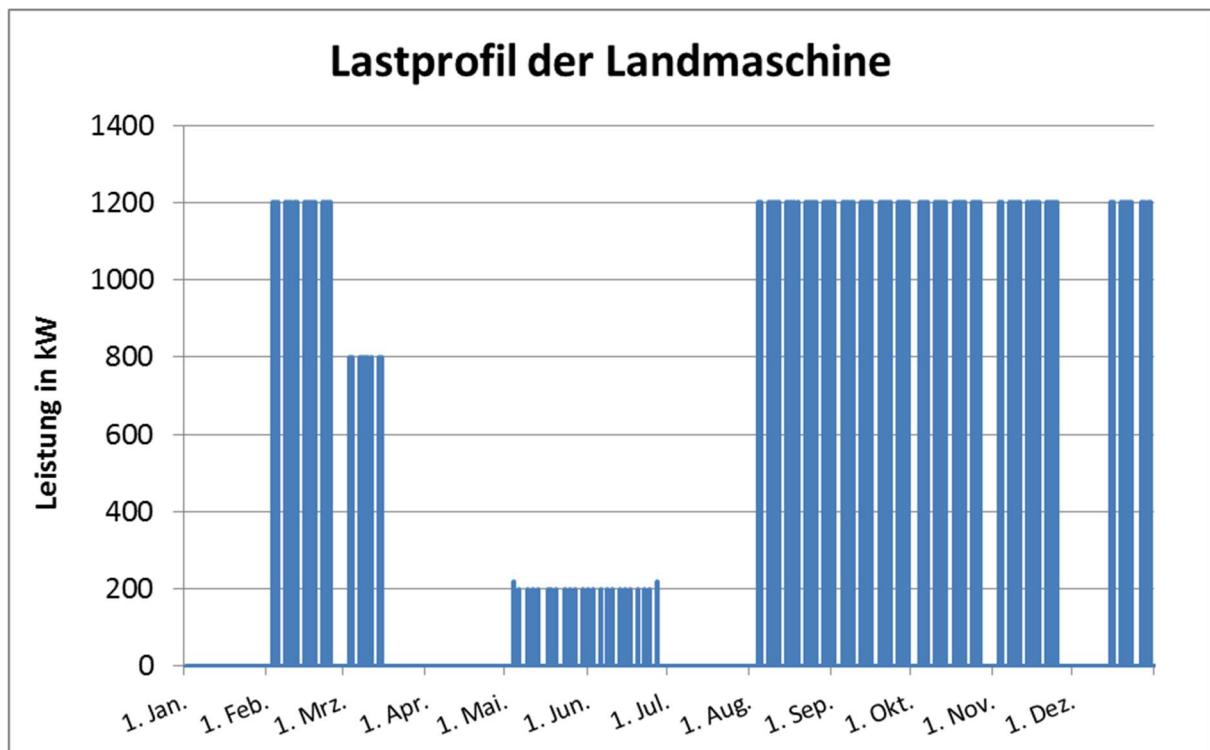


Abb. 4 Lastprofil der Landmaschine

Die Leistungsaufnahme der Landmaschine ist damit keine stetige Funktion der Zeit, sondern eine intervallweise konstante. Dies entspricht der Darstellung von Energieflüssen im elektrischen Netz mit Standard(last)profilen. Diese Darstellung hat – wie alle Darstellungen in Naturwissenschaft und Technik – eine begrenzte GENAUIGKEIT, doch ist diese Genauigkeit hinreichend, um die wesentlichen Vorgänge im elektrischen Netz adäquat darzustellen, sprich, um für einen wesentlichen Teil der Steuerungsaufgaben adäquate Handlungsanweisungen zu generieren. Der Umfang, in dem im realen Netzbetrieb Regelenergie eingesetzt werden muss, ist ein ungefähres Maß für die bei dieser Betrachtungsweise bestehende Ungenauigkeit.

Da vollelektrifizierte Landmaschinen wesentlich geringere Lärmemissionen haben als solche mit Verbrennungsmotor, wurde für die in Kap. 4 präsentierten ersten Abschätzungen auch die Option des Betriebs bei Nacht in Erwägung gezogen.

Für die in den Kap. 5 - 9 präsentierten Arbeiten mit dem Open Energy Framework oemof wurde ein Lastprofil für die Landmaschine für ein ganzes Jahr zugrunde gelegt, welches in Abb. 3 und Abb. 4 dargestellt ist. Innerhalb der Einsatzperioden 1-6 der Landmaschine wurden die Einsatztage auf Werkstage verteilt. Der resultierende Gesamtenergiebedarf beträgt 1.688.840 kWh pro Jahr, die Durchschnittsleistung im Betrieb 1.001,8 kW, die Durchschnittsleistung im Jahresverlauf 192,26 kW, das entspricht 16,02 % der Maximalleistung von 1,2 MW, die **VOLLASTSTUNDENzahl** = 1.407,37 h, das entspricht 16,02 % der 8.784 Stunden des zugrunde gelegten Schaltjahres 2016.

3.3.3 Sonstige elektrische Verbraucher

Die modellierte Landmaschine ist für Ackerbau-Arbeiten konzipiert. Es wurde darum angenommen, dass der Verbrauch elektrischer Energie der landwirtschaftlichen Betriebe, auf denen sie zum Einsatz kommt, durch eine Funktion adäquat beschrieben werden kann, die proportional zum Standardprofil L2 für landwirtschaftliche Betriebe ohne Milchwirtschaft ist.¹¹

Für die elektrischen Verbraucher im Ortsnetz, die neben der Landmaschine versorgt werden, wurde weiter vereinfachend angenommen, dass sie in ihrer Gesamtheit einer zum Standardprofil L2 des Jahres 2016 proportionalen Funktion folgen. Sie werden im Folgenden in Abgrenzung zur Landmaschine auch „L2-Verbraucher“ genannt.

Die dadurch vorgenommene Näherung spiegelt die der Situation eines Ortsnetzes wider, an das ausschließlich landwirtschaftliche Betriebe ohne Milchwirtschaft angeschlossen sind. Sie ist auch noch dann eine recht gute Näherung, wenn landwirtschaftliche Betriebe mit Milchwirtschaft oder sonstige Haushalte angeschlossen sind, nicht mehr aber, wenn im gleichen Ortsnetz Gewerbebetriebe mit deutlich anderem Lastprofil und hohem Verbrauch versorgt werden.

Der Gesamtverbrauch der L2-Verbraucher wird im Folgenden als „Grundverbrauch“ bezeichnet. Er ist vollständig und für jedes Viertelstundenintervall eines Jahres eindeutig bestimmt, wenn der Jahresgrundverbrauch festgelegt ist. Dieser ist verhältnismäßig einfach zu ermitteln, was die Übertragung der hier vorgenommenen Untersuchungen auf reale Situationen vereinfacht. Der L2-Verbrauch ist

¹¹ In den verschiedenen Phasen der Studie wurden zunächst die Standardlastprofile 2014 (ohne Schalttag und durchgängig in MEZ), dann 2016 (mit Schalttag und je nach aktueller Zeit in MEZ bzw. MESZ) genutzt. Quelle: <http://www.evr-netze-remscheid.de/de/Stromnetz/Netzstrukturdaten1/Lastprofile1.html> [abgerufen zu verschiedenen Zeiten innerhalb der Projektlaufzeit]

dann proportional zum Standardprofil L2, welches in der gängigsten Darstellung auf 1.000.000 kWh pro Jahr normiert ist.¹² Der Proportionalitätsfaktor ist dann das Verhältnis des Jahresgrundverbrauchs zu 1.000.000 kWh. Der Jahresgrundverbrauch selbst ist bei dieser Modellierung der einzige freie Parameter zur Beschreibung der sonstigen elektrischen Verbraucher, die an das Ortsnetz angeschlossen sind.

3.3.4 PV-Anlagen

Es wurde angenommen, dass die Gesamterzeugung der PV-Anlagen, die in das Ortsnetz einspeisen, proportional zum Standardprofil ESO des Jahres 2016 ist. Dieses enthält innerhalb eines Monats für jeden Tag gleiche Erzeugungskurven, sprich es werden die Unterschiede zwischen Schön- und Schlechtwettertagen verwischt. Dies impliziert, dass weniger Synergien zwischen dem Betrieb einer vollelektrischen Landmaschine und der PV-Stromerzeugung angenommen werden, als tatsächlich bestehen; denn eine Landmaschine kommt eher zum Einsatz, wenn die Sonne scheint, als wenn es regnet.

Mit der zusätzlichen Festlegung auf einen spezifischen Jahresertrag von 1.000 kWh/kWp kann die Komponente „PV-Anlagen“ für die Zwecke der hier vorgenommenen Optimierungen komplett und für jedes Viertelstundenintervall eines Jahres eindeutig durch deren Summennennleistung PV_{nenn} in kWp oder MWp beschrieben werden. Dies ist eine Größe, die üblicherweise bekannt oder leicht zu ermitteln ist, was die Übertragung der hier vorgenommenen Untersuchungen auf reale Situationen vereinfacht. Sie wurde zunächst als Parameter zur Beschreibung der an das Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen gewählt, dann ersetzt durch den daraus abgeleiteten „PV-Sättigungsgrad“ (s.u.), welcher die PV-Erzeugung in Beziehung zum Grundverbrauch setzt.

Die Wahl des PV-Sättigungsgrads als Parameter zur Beschreibung der Gesamterzeugung der PV-Anlagen anstatt der PV-Summennennleistung reduziert die Annahmen hinsichtlich der PV-Anlagen auf die Wahl des Erzeugungsprofils und die Summe der jährlichen Energieerzeugung. Von letzter wird angenommen, dass sie konstant bleibt – eine recht grobe Annahme wie in 3.1 erläutert, ähnlich grob wie die Annahme, dass der Verbrauch im Betrachtungszeitraum keine Entwicklung aufweist. Ob die PV-Energieerzeugung nun konstant bleibt, weil im Betrachtungszeitraum die gleichen PV-Anlagen mit gleichbleibender Qualität funktionieren oder Ertragsminderungen zwar stattfinden, aber durch neue PV-Anlagen ausgeglichen werden, ist dabei genauso irrelevant wie jede Änderung der räumlichen Anordnung der PV-Anlagen, welche das Erzeugungsprofil und den jährlichen Energieertrag unberührt lässt.

3.3.5 Stationärer Energiespeicher

Es wurde angenommen, dass alle an das Ortsnetz angeschlossenen (semi-)stationären Energiespeicher wie ein einziger Speicher geregelt werden können. Im Folgenden wird darum immer nur von dem Energiespeicher gesprochen. Es wurde weiter angenommen, dass der Ladezustand des Energiespeichers immer im Bereich zwischen 10 % und 90 % liegt. Damit sind nur 80 % der nominalen Energiespeicherkapazität nutzbar. Diese Einschränkung entspricht der für Lithium-Ionen-Batterien üblichen, Blei-Säure-Batterien haben stärkere Einschränkungen.

¹² Die Summe der Zahlenwerte für jedes Viertelstundenintervall eines Jahres ergibt 1.000.000.

Die im Wesentlichen durch die elektronischen Verluste der Umwandler bestimmten Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade wurde bei den in Kap. 4 präsentierten ersten Berechnungen zunächst auf 90 %, in den in Kap. 5-9 präsentieren Berechnungen in oemof dann auf 95 % festgelegt. 90 % liegt nach (Sterner, et al., 2014) am oberen Rand der für Blei-Säure-Batterien typischen und am unteren Rand der für Lithium-Ionen-Batterien typischen Werte, 95 % entspricht dann mehr den typischen Werten für Lithium-Ionen-Batterien.

Der Einspeicherwirkungsgrad ist gleich dem Verhältnis des Zuwachses der im Energiespeicher gebundenen Energie zur über die Speicheraußengrenze in den Energiespeicher geflossenen Energie. Als Speicheraußengrenze wird der Anschlusspunkt an das Ortsnetz angesehen. Alle Verluste von Komponenten zwischen diesem Anschlusspunkt und dem eigentlichen Energiespeicher, im Fall von Batterien den Elektroden, insbesondere Verluste von Gleichrichtern sind Einspeicherverluste. Verluste durch Selbstentladung des Energiespeichers werden von den Einspeicherverlusten getrennt berücksichtigt.

Analog ist der Ausspeicherwirkungsgrad gleich dem Verhältnis der über die Speicheraußengrenze aus dem Energiespeicher geflossenen Energie zur Abnahme der im Energiespeicher gebundenen Energie. Alle Verluste zwischen dem eigentlichen Energiespeicher, im Fall von Batterien den Elektroden, insbesondere Verluste von Wechselrichtern sind Ausspeicherverluste. Verluste durch Selbstentladung des Energiespeichers werden auch getrennt von den Ausspeicherverlusten berücksichtigt.

Der viertelstündliche Ladeerhaltungsgrad wurde zunächst auf 99,98 % festgelegt. Dies entspricht einer Selbstentladung von ca. 1,9 % pro Tag. Dieser Wert ist viel zu hoch und wurde nur für die ersten Berechnungen in Excel mit konstantem Netzbezug verwendet.

In oemof wurde bei den Berechnungen, deren Ergebnisse hier präsentiert sind, der viertelstündliche Ladeerhaltungswirkungsgrad auf 99,99975 % gesetzt, beziehungsweise die Selbstentladung auf 0,00025 % pro Viertelstunde. Dies entspricht einer täglichen Ladeerhaltungswirkungsgrad von 99,96 % beziehungsweise einer Selbstentladung von 0,024 % pro Tag, in der Mitte des von (Sterner, et al., 2014) für Lithium-Ionen-Batterien als typisch angegebenen Intervall von 0,008-0,041 % pro Tag. Es entspricht weiterhin einem monatlichen Ladeerhaltungswirkungsgrad von 99,28 % beziehungsweise einer Selbstentladung von 0,72 % pro Monat.¹³

Hinsichtlich der Ein- und Ausspeicherleistung wurden bei den Berechnungen mit Excel, die in Kap. 4 vorgestellt sind, keine Einschränkungen vorab vorgenommen, sondern berechnet, wie groß diese von Fall zu Fall sein müssen, um daraus abzuleiten, welche Art von Energiespeicher erforderlich ist. Bei den Berechnungen in oemof wurde die dort die Ein- und Ausspeicherleistung auf die nominale Kapazität des Energiespeichers geteilt durch eine Stunde begrenzt. Dies entspricht etwa einer C-Rate von 1.¹⁴

Als Parameter zur Beschreibung des Energiespeichers wurde die nominale Energiespeicherkapazität gewählt.

¹³ Kompatibel mit <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/bau/0810281.htm> [abgerufen am 20. Oktober 2017]

¹⁴ Die C-Rate setzt den Strom ins Verhältnis zur maximal gespeicherten elektrischen Ladung, oemof begrenzt aber die Leistung auf ein bestimmtes Verhältnis zur maximal gespeicherten Energie. In beiden Fällen wird Bezug auf das nominale Maximum genommen. Die Begrenzung in oemof wäre nur dann exakt die gleich der maximalen C-Rate, wenn die Spannung während der Be- und Entladung konstant wäre.

3.3.6 Vorzeichenkonventionen

Für die in Kap. 4 präsentierten Berechnungen in Excel wurde die Festlegung getroffen, dass durch Verbraucher oder Energiespeicher dem Ortsnetz entnommene Energie ein positives, durch Erzeuger oder Energiespeicher eingespeiste ein negatives Vorzeichen hat. Überwiegt der totale Verbrauch (Summe von Verbrauch und Energiespeicherbeladung) die totale Erzeugung (Summe von Erzeugung und Energiespeicherentladung) hat der Energiefluss über den Ortsnetzanschluss bei dieser Festlegung ein positives Vorzeichen, ist es umgekehrt und es liegt Rückeinspeisung ins vorgelagerte Netz vor, ein negatives. Diese Festlegung orientiert sich an der noch üblichen Vorstellung, dass elektrische Netze zur allgemeinen Versorgung in erster Linie elektrische Verbraucher versorgen und nur in zweiter Linie erzeugte elektrische Energie einsammeln. Sie hat den Vorteil, dass daran orientierte graphische Darstellungen umgehend verständlich sind, weil sich zum Beispiel sofort erschließt, ob ein Energiespeicher gerade be- oder entladen wird. Diese Konvention liegt im Folgenden allen Graphiken zugrunde, die momentane Energieflüsse zeigen.

Bei den Berechnungen mit dem Open Source Framework oemof, die in Kap. 5 ff präsentiert sind, haben alle Energieflüsse immer ein positives Vorzeichen. Dies hat den Vorteil, dass bei der Darstellung von Energiedifferenzen in Formeln auch tatsächlich ein Minuszeichen auftaucht und ein paar umständliche Festlegungen vermieden werden können. Diese Konvention liegt im Folgenden allen Gleichungen zugrunde, sofern nicht wie etwa $P_{res,min}$ in Gl. (16) eine Größe unterschiedliche Vorzeichen haben kann.

3.3.7 Sonstige Annahmen und Vereinfachungen

Es wurde bei allen Energieflüssen nur der Wirkleistungsbedarf berücksichtigt und BLINDELEISTUNG vereinfachend nicht betrachtet. Wird im Folgenden einfach nur von Leistung gesprochen, ist immer Wirkleistung gemeint.

Vereinfachend wurde angenommen, dass der Cosinus des Winkels φ zwischen Strom und Spannung beziehungsweise Wirk- und Scheinleistung – dies ist zum Beispiel nach (Plaßmann, et al., 2009)¹⁵ der gleiche Winkel - bei allen drei Drehstromphasen immer gleich 0,9 ist und alle Energieflüsse sich exakt gleich auf die drei Drehstromphasen verteilen. Damit ist der Betrag der BLINDELEISTUNG 0,44 % der Wirkleistung und die Scheinleistung etwa 11 % höher als die Wirkleistung und es müssen keine Schieflasteffekte berücksichtigt werden. Ein ONT, der konstant 1,2 MW Wirkleistung übertragen können muss, benötigt also eine konstante Scheinleistungsübertragungskapazität von 1,33 MVA.

Es wurde auch angenommen, dass die Spannung im Ortsnetz unabhängig vom momentanen Energiefluss immer in den zulässigen Grenzen liegt, also insbesondere auch im Fall einer Rückspeisung von Leistung aus dem Orts- ins Mittelspannungsnetz, die eintritt, wenn die von den PV-Anlagen erzeugte Leistung höher ist als die im Ortsnetz verbrauchte. Damit wurde implizit angenommen, dass die Kabelquerschnitte und die Leitfähigkeit der Kabel im Ortsnetz hinreichend bemessen sind, um unzulässige Spannungsabfälle und –anstiege zu verhindern.

¹⁵ S. 312

3.4 Situationsparameter

3.4.1 Grundverbrauch

Festzulegen waren die Situationen, für die die Optimierung durchgeführt wurde. Diese Situationen werden durch verschiedene Parameter beschrieben. Diese werden hier Situationsparameter genannt. Zu überlegen war, wie durch eine Variation möglichst weniger, aber relevanter Parameter eine möglichst große Zahl interessanter und relevanter Situationen erfasst werden kann. Vereinfachungen und Annahmen dienen dabei unter anderem dazu, die Zahl der Situationsparameterwerte zu reduzieren, für die Berechnungen durchgeführt werden. Die wesentlichen Vereinfachungen und Annahmen sind durch die Formulierung der Rahmenbedingungen in Absatz 3.3 vorgenommen worden.

Der erste innerhalb dieser Rahmenbedingungen variierte Situationsparameter ist der Jahresenergieverbrauch der an das Ortsnetz angeschlossenen L2-Verbraucher, kurz der Jahresgrundverbrauch, der einzige unter den gemachten Annahmen verbliebene freie Parameter zur Beschreibung der sonstigen elektrischen Verbraucher neben der Landmaschine, die an das Ortsnetz angeschlossen sind.

3.4.2 PV-Sättigungsgrad: Kennziffer zur Charakterisierung von Ortsnetsituationen

Als eindeutiger Parameter zur viertelstunden-genauen Beschreibung der Einspeisung elektrischer Energie ins Ortsnetz könnte die Summennennleistung aller angeschlossenen PV-Anlagen gewählt werden. Damit sind nicht ans Ortsnetz angeschlossene PV-Anlagen, etwa zur Versorgung von Weidezäunen, nicht mitgezählt. Angenommen ist implizit, dass alle an das Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen selbst keinen weiteren als den als Gegenstand der Optimierung betrachteten Energiespeicher haben und sie entweder in ihrer Gesamtheit einheitlich oder gar nicht abgeregelt werden, und die gesamte erzeugte Energie direkt, oder indirekt über ein Hausnetz, in das Ortsnetz einspeist wird.

Eine der wesentlichen Fragen bei der Untersuchung war jedoch, wie das Zusammenspiel von PV-Anlagen und leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschinen aussieht, insbesondere, inwieweit die Kapazität und Kosten des Ortsnetzanschlusses inklusive des vorgelagerten Netzes und des (semi-)stationären Energiespeichers begrenzt werden können, wenn PV-Anlagen und Landmaschine sich gut ergänzen. Insofern war die Wahl eines Situationsparameters wünschenswert, der die PV-Erzeugung ins Verhältnis zum Grundverbrauch setzt.

Darum wurde ein neuer Parameter definiert, der dies leistet, wobei er die PV-Erzeugung so ins Verhältnis zum Grundverbrauch setzt, dass er direkt anzeigt, ob ohne den Betrieb einer Landmaschine bereits der Ausbau des Ortsnetzanschlusses erforderlich ist, und, wenn ja, um welchen Faktor die Kapazität des ONT auf Grund der PV-Erzeugung verstärkt werden muss, verglichen mit einer Situation ohne PV-Erzeugung. Dieser neue Parameter wurde „PV-Sättigungsgrad“ genannt.

Der PV-Sättigungsgrad soll:

- 0 % sein, wenn es genau ein Viertelstundenintervall im Jahr gibt, in dem der Grundverbrauch exakt durch die PV-Erzeugung ausgeglichen wird und keine Energie über den Ortsnetzanschluss fließt. (Es wurde erst nach Abschluss der Berechnungen erkannt, dass diese Forderung ungünstig ist, wenngleich nur mit marginalen Auswirkungen auf die Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Sie sollte in nachfolgenden Arbeiten jedoch nicht mehr erhoben werden.)

- 100 % sein, wenn es mindestens ein Viertelstundenintervall im Jahr gibt, in dem so viel Energie über den Ortsnetzanschluss ins vorgelagerte Netz weitergeleitet wird, wie maximal in einem anderen Viertelstundenintervall im Ortsnetzgebiet durch den Grundverbrauch verbraucht wird, aber kein Viertelstundenintervall, in dem die Weiterleitung ins vorgelagerte Netz größer ist. Ein Sättigungsgrad von 100 % entspricht somit dem Grenzfall, bis zu dem PV-Anlagen an ein Ortsnetz angeschlossen werden können, ohne dass der Ortsnetzanschluss verstärkt werden muss, falls er so dimensioniert ist, dass er bei fehlender PV-Einspeisung gerade noch das Maximum des Grundverbrauchs decken kann.
- 200 % sein, wenn es mindestens ein Viertelstundenintervall im Jahr gibt, in dem exakt doppelt so viel Leistung über den Ortsnetzanschluss ins vorgelagerte Netz weitergeleitet wird, wie maximal in einem anderen Viertelstundenintervall im Ortsnetzgebiet durch den Grundverbrauch verbraucht wird, aber kein Viertelstundenintervall, in dem die Weiterleitung ins vorgelagerte Netz größer ist. Ein Sättigungsgrad von 200 % entspricht somit dem Fall, dass ein Ortsnetzanschluss auf die doppelte Kapazität verstärkt werden muss, falls er so dimensioniert ist, dass er bei fehlender PV-Einspeisung gerade noch das Maximum des Grundverbrauchs decken kann.
- 300 % sein, wenn ... dreimal so viel Energie ... usw.

Allgemein soll für $S > 100\%$ gelten:

$$\text{Gl. (1)} \quad S = -E_{res,min}/E_{L2,max}$$

Dabei ist $E_{res,min}$ der minimale Residualverbrauch (Grundverbrauch abzüglich PV-Erzeugung) in einem Viertelstundenintervall. Er ist für $S > 100\%$ immer negativ, da bei diesen Werten von S immer Energie aus dem Ortsnetz ins vorgelagerte Mittelspannungsnetz fließt, wenn der Residualverbrauch sein Minimum erreicht. Darum das Minuszeichen in der Gleichung. $E_{L2,max}$ ist der maximale Grundverbrauch in einem Viertelstundenintervall. Er ist immer positiv, unabhängig von der verwendeten Vorzeichenkonvention (s. Abschnitt 3.3.6).

Zur Ermittlung der Kalibrierkurve des PV-Sättigungsgrads, sprich des funktionalen Zusammenhangs zwischen der Summennennleistung der PV-Anlagen und dem Jahresgrundverbrauch im Ortsnetz, wurde wie folgt vorgegangen:

- Die Standardprofile L2 und ESO des Jahres 2016 wurden in Excel eingelesen.
- Es wurde ein Jahresgrundverbrauch von 2.400 MWh vorgegeben.
- Es wurde der maximale Grundverbrauch je Viertelstunde ermittelt, auf den der Ortsnetzanschluss, sprich die konstante Wirkleistungsübertragungskapazität des ONT dann mindestens ausgelegt sein muss: 127,8624 kWh, das entspricht einem viertelstündlicher Mittelwert der Leistung von 511,4496 kW, erreicht am 4.1.16 zwischen 19:15 und 19:30 Uhr.
- Bei einem PV-Sättigungsgrad von 100 % beträgt der minimale Residualverbrauch je Viertelstunde auf Grund der oben gegebenen Definition des PV-Sättigungsgrads folglich -127,8624 kWh (entspricht einer Leistung von -511,4496 kW), bei 200 % -255,7248 kWh (entspricht einer Leistung von -1022,8992 kW), etc. Das Minuszeichen steht dabei für einen Energiefluss aus dem Orts- ins vorgelagerte Netz.

- Insgesamt wurde für 21 verschiedene PV-Sättigungsgrade zwischen 0 % und 1.000 % der minimale Residualverbrauch, das ist gleich der maximalen Rückeinspeisung vom Orts- ins vorgelagerte Mittelspannungsnetz, berechnet.
- Mittels Zielwertsuche wurde für jeden der 21 PV-Sättigungsgrade die PV-Summennennleistung gesucht, bei der der minimale Residualverbrauch den Wert annimmt, der für den jeweiligen PV-Sättigungsgrad ermittelt wurde.
- Für jeden der so gefundenen Werte der PV-Summennennleistung wurde das Verhältnis aus dieser und dem Jahresgrundverbrauch berechnet.
- Die Werte dieses Verhältnisses wurden gegen den PV-Sättigungsgrad aufgetragen und eine Interpolationsgerade bestimmt.

Die Interpolationsgerade beschreibt eine affine Funktion des PV-Sättigungsgrads, die durch folgende Gleichung beschrieben wird:

$$\text{Gl. (2)} \quad P_{PV,nenn}/E_{L2,Jahr} = 351 \text{ W}_p/\text{MWh} \cdot S + 179 \text{ W}_p/\text{MWh}$$

Wobei $P_{PV,nenn}$ die PV-Summennennleistung bezeichnet, $E_{L2,Jahr}$ den Jahresgrundverbrauch und S den PV-Sättigungsgrad. Für einen spezifischen PV-Ertrag von 1.000 kWh/kWp geht Gl. (2) über in:

$$\text{Gl. (3)} \quad E_{PV}/E_{L2} = 0,351 \cdot S + 0,179$$

Die Umkehrfunktion zu Gl. (2) wird beschrieben durch:

$$\text{Gl. (4)} \quad S = 0,00285 \text{ MWh}/\text{W}_p \cdot PV_{nenn}/E_{L2,Jahr} - 0,51$$

$$\text{Gl. (5)}$$

Und die Umkehrfunktion zu Gl. (3) durch:

$$\text{Gl. (6)} \quad S = 2,85 \cdot E_{PV}/E_{L2} - 0,51$$

Diese Funktionen sind affin und nicht linear, da nach der gewählten Definition ein PV-Sättigungsgrad von 0 % nicht bedeutet, dass keine PV-Anlagen ins Ortsnetz einspeisen, sondern dass diese bereits für eine oder mehrere Viertelstunden den Verbrauch decken können. Bei einer anderen Wahl der Definition würde der PV-Sättigungsgrad nicht exakt den Faktor wiedergeben, um den ein Ortsnetzanschluss, dessen Auslegung sich zuvor exakt am Grundverbrauch orientierte, bei zunehmender Leistung in das Ortsnetz einspeisender PV-Anlagen verstärkt werden muss.

Zur Kontrolle wurde die Ermittlung der Kalibrierkurve für einen Jahresgrundverbrauch von 800 MWh wiederholt und diese Gleichungen bestätigt.

Zunächst sei angemerkt, dass der Fall, dass gar keine PV-Anlagen in das Ortsnetz einspeisen, einem PV-Sättigungsgrad von -51 % entspricht und nicht etwa von 0 %, wie aus Gleichung Gl. (4) direkt hervorgeht. Dies mutet unsinnig an, ist aber dem Bestreben geschuldet, den PV-Sättigungsgrad so zu definieren, dass er direkt den Faktor wiedergibt, um den ein knapp ausgelegter Versorgungsnetzanschluss verstärkt werden muss, wenn PV-Anlagen im Ortsnetz installiert werden. Da bei PV-Sättigungsgraden unterhalb von 100 % kein Ausbau erforderlich ist, braucht der Begriff in diesem Bereich auch nicht sinnvoll verwendbar sein.

Es sei weiter angemerkt, dass ein PV-Sättigungsgrad von 100 % einer installierten PV-Summenleistung von 529,47 Wp bei einem Jahresgrundverbrauch von 1 MWh entspricht, beziehungsweise einer installierten Leistung von 7,27 kWp je durchschnittlichen bayerischen Mischackerbaubetrieb. Da auf den Dachflächen landwirtschaftlicher Betriebe üblicherweise PV-Anlagen mit einer deutlich höheren Leistung installiert werden können, zeigt dies, dass in Ortsnetzgebieten, die durch landwirtschaftliche Betriebe charakterisiert sind, sehr leicht ein PV-Sättigungsgrad von mehreren hundert Prozent erreicht werden kann.

Bei einem spezifischen PV-Ertrag von 1.000 kWh/kWp entspricht eine bilanzielle PV-Vollversorgung aller an das Ortsnetz angeschlossenen L2-Verbraucher, also der Fall, dass im Verlauf des Jahres genauso viel Energie mit PV-Anlagen im Ortsnetzgebiet erzeugt wie dort von Verbrauchern mit L2-Lastprofil verbraucht wird, also $PV_{nenn}/E_{L2,Jahr} = 0,001 \text{ h}^{-1}$ ist, einem PV-Sättigungsgrad von 233 %. Sofern der Ortsnetzanschluss vor dem Bau der PV-Anlagen gerade noch ausreichte, um die an das Ortsnetz angeschlossenen L2-Verbraucher zu versorgen, muss er um den Faktor 2,33 verstärkt werden, um ohne sonstige Maßnahmen die bilanzielle Vollversorgung mit PV-Anlagen zu ermöglichen.

Der PV-Sättigungsgrad ist vom konkreten Verbrauchsprofil eines Ortsnetzes, vom PV-Erzeugungsprofil und vom spezifischen PV-Ertrag abhängig. Die hier verwendete Kalibrierkurve ist nur für solche Ortsnetze eine gute Näherung, deren Verbrauch zum Standardprofil L2 und deren PV-Erzeugung zum ESO-Standardprofil proportional ist und einen spezifischen Ertrag von 1.000 kWh/kWp hat. Bei anderen Verbrauchs- und Erzeugungssituationen, gilt eine mehr oder weniger stark abweichende Kalibrierkurve.

Weiterhin ist die oben für einen PV-Sättigungsgrad von 0 % aufgestellte Forderung nicht erforderlich, da der PV-Sättigungsgrad Auskunft über den Netzanschlussverstärkungsbedarf geben soll und unterhalb des Werts von 100 % nicht benötigt wird. Die Forderung führt darüber hinaus auch erst dazu, dass Gl. (2) durch Interpolation bestimmt werden muss. Dies wurde jedoch erst nach Abschluss der Berechnungen erkannt. Eine Wiederholung der Berechnungen war zu diesem Zeitpunkt nicht mehr möglich. Die folgend dargestellten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen sind von diesem Mangel jedoch so gut wie unberührt.

3.5 Optimierungsvariable

3.5.1 Eingrenzung und Wahl der Optimierungsvariablen

Optimierungsvariable sind Größen im Modell, die unter den gesetzten Rahmenbedingungen und Annahmen sowie für eine bestimmte untersuchte Situation variiert werden, um zu bestimmen, für welche ihrer Werte die Zielfunktion (s. 3.6) einen optimalen Wert annimmt. Dem gegenüber stehen die Situationsparameter, als solche wurden der Jahresgrundverbrauch und der PV-Sättigungsgrad

gewählt, die während des Optimierungsprozesses unverändert bleiben. Anschließend wurden sie neu festgesetzt und der Optimierungsprozess für die neuen Werte der Situationsparameter wiederholt. Daneben gibt es noch die große Zahl weiterer Parameter, welche Annahmen zum Energiesystem und seinen Komponenten wiederspiegeln. Dazu gehören die Last- und Erzeugungsprofile, Wirkungsgrade, etc.

Die technischen Komponenten des betrachteten Systems sind üblicherweise im Besitz verschiedener wirtschaftlicher Akteure. Welcher Akteur was besitzen darf, wird zudem durch gesetzliche Rahmenbestimmungen festgelegt, etwa durch das Energiewirtschaftsgesetz, welches die Entflechtung der Bereiche Erzeugung, Netz und Vertrieb/Handel vorschreibt (Konstantin, 2013)¹⁶. Der gesetzliche Rahmen ist aktuell einer starken Wandlung unterworfen und diese Studie sollte auch Aussagen darüber ermöglichen, welcher gesetzliche Rahmen besser oder schlechter ist. Solche können aber nicht gewonnen werden, wenn ein bestimmter gesetzlicher Rahmen bereits vorausgesetzt wird und entsprechende Annahmen in die Untersuchung einfließen.

Um möglichst weitreichende Aussagen, auch zur Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens, ableiten zu können, ist die Einnahme einer Perspektive erforderlich, in der die Kosten möglichst vieler Komponenten des betrachteten Systems und ihre mögliche Entwicklung in der Zukunft untersucht und eine möglichst große Zahl verschiedener Systemvarianten in den Blick genommen werden können. Hier wirkt einschränkend, dass insbesondere die Kosten einer leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschine gegenwärtig nicht hinreichend genau benannt werden können. Jedoch werden mit hoher Wahrscheinlichkeit leitungsgeführte vollelektrische Landmaschinen im Zuge einer breiten Markteinführung günstiger als gleichwertige Landmaschinen mit Verbrennungsmotor angeboten werden, da teure Systeme zur Abgasaufbereitung entfallen können. Sie werden also nicht nur ökologisch, sondern auch ökonomisch vorteilhaft sein. Nimmt man an, dass die sozialen Auswirkungen im ungünstigsten Fall neutral sind, kann der Einsatz einer in Serie produzierten vollelektrischen Landmaschine im Vergleich zu einer konventionellen mit Dieselantrieb als umfassend nachhaltig angesehen werden und es ist im Folgenden keine starke Einschränkung, wenn die Landmaschine selbst nicht Gegenstand der Optimierung ist.

Durch die Annahme, dass der Verbrauch elektrischer Energie sonstiger an das Ortsnetz angeschlossener Verbraucher vorgegeben ist und dem Standardlastprofil L2 folgt, wird auch eine Untersuchung ausgeschlossen, wie durch effizientere Geräte anstatt oder in Ergänzung zu einer Verstärkung des Ortsnetzanschlusses und/ oder der Installation eines (semi-)stationären Energiespeichers das gesamte System optimiert werden kann. Diese Einschränkung ist dadurch legitimiert, dass der sonstige Verbrauch elektrischer Energie im Ortsnetz gemessen am Verbrauch der Landmaschine gering ist. Vor allem ist er zeitlich wesentlich ausgeglichener und bietet weniger Möglichkeiten etwa durch Kappung von Leistungsspitzen den Bedarf an Netzinfrastruktur oder Energiespeichern zu senken als es bei der Landmaschine der Fall ist.

Es wurden auch keine Varianten der Ausgestaltung des Ortsnetzes betrachtet und damit auch nicht untersucht, wie diese sich auf die Optimierung des Systems auswirken, sondern vorausgesetzt, dass das Ortsnetz selbst mit einem vergleichsweise geringen und darum hier vernachlässigbaren Aufwand in einen Zustand versetzt werden kann, in dem es alle Energieströme ohne Engpass leiten kann – dies ist die oben erwähnte KUPFERPLATTENAPPROXIMATION. Diese Einschränkung wird in einer umfassende-

¹⁶ S. 46

ren Weise durch die Annahme legitimiert, dass unterschiedliche Varianten der Ortsnetzgestaltung sich in ihren ökologischen, sozialen und ökonomischen Auswirkungen nur gering unterscheiden. Solche Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen durch mehr oder weniger dicke Kupferkabel auf wenigen Strecken von wenigen hundert Metern oder einigen Kilometern Länge. Die damit verbundenen Unterschiede in den Auswirkungen auf Kosten und NACHHALTIGKEITSASPEKTE sind zu vernachlässigen verglichen mit den Unterschieden, die durch einen mehr oder weniger starken Ausbau des Ortsnetzanschlusses an das vorgelagerte Mittelspannungsverteilnetz und einem entsprechend mehr oder weniger starken vorgelagerten Netzausbau verbunden sind.

Die Gesamterzeugung der PV-Anlagen bestimmt mit, welche Kombinationen von Ortsnetzanschluss und (semi-)stationärem Energiespeicher erforderlich sind. Sie bestimmt damit auch deren ökologische, soziale und ökonomische Auswirkungen mit. Die PV-Anlagen selbst werden hier als Möglichkeit gesehen, den Bedarf an elektrischer Energie in der nachhaltigsten möglichen Weise zu decken. Das einzige, was die NACHHALTIGKEIT der Erzeugung elektrischer Energie mit PV-Anlagen nennenswert einschränken kann, ist, genau wie bei vollelektrischen Landmaschinen, gerade der bei hohem PV-Anteil möglicherweise erforderliche hoher Bedarf an Netzinfrastruktur und/ oder Energiespeichern. Es wurde darum in dieser Studie vorausgesetzt, dass ein möglichst hoher Ausbau der PV-Erzeugung grundsätzlich nachhaltig und wünschenswert ist, der Ausbau der Netzinfrastruktur und die Installation von Energiespeichern jedoch im kleinstmöglichen Umfang vorgenommen werden sollten.

Mithin verbleiben folgende Komponenten des betrachteten Energiesystems, die mit Blick auf eine Optimierung als veränderlich angesehen wurden:

- Der Anschluss des Ortsnetzes an das vorgelagerte Mittelspannungsverteilnetz und indirekt über dieses an das Hochspannungsverteil- und an das Übertragungsnetz, sprich die Gesamtheit des vorgelagerten Netzes, welches das Ortsnetz mit dem „unbegrenzten“ Residualerzeuger und dem „unbegrenzten“ Residualverbraucher verbindet.
- An das Ortsnetz angeschlossene (semi-)stationäre Energiespeicher, die wie ein einzelner Energiespeicher gesteuert werden.

Gesucht wurde die optimale Kombination des Ortsnetzanschlusses und seines vorgelagerten Netzes mit (semi-)stationären Energiespeichern. Vor dieser Fragestellung steht zum Beispiel ein Landwirt, der im Fall des Erwerbs einer leitungsgeführten vollelektrischen Landmaschine für Kosten der Erweiterung des Ortsnetzanschlusses und des vorgelagerten Netzes und/ oder der Installation eines (semi-)stationären Energiespeichers aufzukommen hat. Vor dieser Frage steht u.U. auch ein Netzbetreiber, sofern er verpflichtet ist, den für die elektrifizierte Landmaschine erforderlichen Netzanschluss bereitzustellen. Letztlich ist die Fragestellung aber volkswirtschaftlicher Natur: Welche Kombination von Netzausbau und Energiespeichern hat die geringsten Gesamtkosten.

3.5.2 Festlegung des Optimierungsprozesses

Bei jedem einzelnen Optimierungsprozess wurde ein Paar bestimmter Werte der Situationsparameter, wurden der Ortsnetzanschluss und der (semi-)stationäre Energiespeicher variiert. Der Ortsnetzanschluss wurde dabei durch die konstante Wirkleistungsübertragungskapazität des ONT beschrieben, der (semi-)stationäre Energiespeicher durch die nominale Energiespeicherkapazität. Diese beiden Größen sind die für jedes Wertepaar der Situationsparameter jeweils variierten OptimierungsvARIABLEN.

3.5.3 PV-Abregelung als dritte Optimierungsvariable

Aus verschiedenen Untersuchungen ist bekannt, dass es wirtschaftlich sinnvoll sein kann, einen kleinen Teil der mit den vorhandenen PV-Anlagen unter aktuellen meteorologischen Bedingungen erzeugbaren Energie nicht zu erzeugen, sondern die PV-Anlagen so zu regeln, dass ihre Ausgangsleistung unter einem generell oder situationsabhängigen Maximum bleibt. Diese Regelung wird gemeinhin als „Abregeln“ bezeichnet. Mit ihr wird der erforderliche Ausbau der Netzinfrastruktur ohne nennenswerte Ertragseinbußen signifikant begrenzt, da zum Beispiel eine Begrenzung der PV-Leistung auf 70 % der nominalen Leistung nur mit Ertragseinbußen von wenigen Prozent einhergeht, eine Auslegung der Netzinfrastruktur auf einen 30 % niedrigeren Wert jedoch signifikant deren Kosten verringert. Wird eine PV-Anlage durch einen Energiespeicher ergänzt, kann die ABREGELUNG vermieden und dennoch das volle Erzeugungspotenzial der Anlage genutzt werden. Allerdings ist dabei eine Abwägung zwischen Mehraufwand und Mehrertrag durchzuführen.

Grundsätzlich ist also die Option der PV-Abregelung eine weitere Möglichkeit neben der passenden Auslegung der Netzinfrastruktur und des Energiespeichers, eine optimale Auslegung von Netzinfrastruktur und Energiespeicher zu finden. Diese Option wurde in den mit oemof durchgeföhrten und in den in Kap. 5-**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** präsentierten Berechnungen ebenfalls berücksichtigt, weil nur so in einigen Fällen unsinnige Optimierungsergebnisse vermieden werden konnten. Näheres dazu in Kap. 5.

3.6 Zielfunktion

Als Zielfunktion, auch Gütfunktion genannt, wurden zunächst die Kosten des Ortsnetzanschlusses inklusive des vorgelagerten Netzausbau und des Energiespeichers gewählt und ihr Minimum gesucht. Dabei wurde festgestellt, dass es unter den unten aufgeführten Kostenannahmen fast immer optimal ist, nur einen Netzanschluss einzurichten beziehungsweise zu verstärken. Da ein (semi-)stationärer Energiespeicher jedoch die meiste Zeit des Jahres nicht benötigt würde, um Energie für die Landmaschine bereitzustellen, könnte er zumindest in dieser Zeit zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen genutzt und es könnten damit Einnahmen erzielt werden – je nach Möglichkeiten und Erfordernissen im gleichen Ortsnetz oder an anderer Stelle. Da die aktuell lukrativste **Systemdienstleistungen**, die Bereitstellung von PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL) ist, wurde angenommen, dass ein (semi-)stationärer Energiespeicher, wenn er denn im modellierten Ortsnetz angeschlossen wird, auch zur Bereitstellung von PRL eingesetzt wird.

Als Zielfunktion wurde darum die Differenz zwischen (1) der Summe der jährlichen Kosten des Ortsnetzanschlusses inklusive des vorgelagerten Netzausbau und des Energiespeichers und (2) den mit dem (semi-)stationären Energiespeicher erzielten jährlichen Einnahmen aus PRL-Bereitstellung gewählt. Addiert wurden ferner die Kosten von Energieverlusten.

Die zu optimierende, genauer gesagt zu minimierende Zielfunktion wurde durch folgenden Term wiedergegeben:

$$\text{Gl. (7)} \quad K = k_N \cdot P_N + (k_S - e_{PRL}) \cdot E_S$$

Dabei sind:

- K die jährlichen Vollkosten des gesamten Ortsnetzanschlusses und des anteilig erforderlichen vorgelagerten Netzes sowie des (semi-)stationären Energiespeichers abzüglich erwirtschafteter Erlöse aus PRL-Bereitstellung in €;
- P_N die vom Ortsnetzanschluss und anteiligen vorgelagerten Netz maximal dauerhaft übertragbare elektrische Leistung in kW;
- k_N die spezifischen jährlichen Kosten des Ortsnetzanschlusses bezogen auf dessen Nennleistung in €/kW;
- E_s die nominale Speicherkapazität des (semi-)stationären Energiespeichers in kWh;
- k_s die spezifischen jährlichen Kosten des (semi-)stationären Energiespeichers bezogen auf seine nominale Energiespeicherkapazität in €/kWh;
- e_{PRL} die spezifischen jährlichen Einnahmen aus Primärregelenergiebereitstellung durch den (semi-)stationären Energiespeicher bezogen auf seine nominale Energiespeicherkapazität in €/kWh.

3.6.1 Kosten des Ortsnetzanschlusses inklusive des vorgelagerten Netzes

Tab. 1 gibt die Annahmen wieder, die für die Kosten des modellierten Ortsnetzanschlusses inklusive der anteiligen Kosten des vorgelagerten Netzes getroffen wurden. Sie entsprechen den Kosten eines kompletten neuen Ortsnetzanschlusses inklusive des anteiligen vorgelagerten Netzausbaus ohne Berücksichtigung eines möglichen Restwerts bestehender Netzinfrastruktur im Fall einer Erweiterung. Im Folgenden werden sie zusammenfassend als Netzkosten oder Kosten der Netzinfrastruktur bezeichnet.

Die Annahme von spezifischen Investitionskosten in Höhe von 500 €/kW sind von den Kosten eines den Autoren bekannten, neu eingerichteten Netzanschlusses (Referenzanschluss), die dessen privatem Betreiber seitens des Netzbetreibers in Rechnung gestellt worden waren, abgeleitet. Dieser Referenzanschluss hat eine maximale konstante Wirkleistungsübertragungskapazität von etwa 400 kW. Die Kosten des Referenzanschlusses enthalten in nicht unerheblichem Umfang Kosten des vorgelagerten Netzausbaus, der Kostenanteil des ONT selbst ist dagegen verschwindend gering.

Die technische Lebensdauer des Netzanschlusses $T_{t,N}$ von 50 Jahren wird angenommen und auch als finanziellen Betrachtungszeitraum T_f gewählt. Um zu sinnvollen Aussagen über die optimale Kombination eines Netzanschlusses mit einem (semi-)stationären Energiespeicher zu kommen, müssen der finanzielle Betrachtungszeitraum und der Zinsfuß für das gesamte betrachtete System einheitlich sein. Damit ist auch der Annuitätsfaktor a für den Netzanschluss und den (semi-)stationären Energiespeicher der gleiche.

Der Zinsfuß z von 5 % für die gewichteten mittleren Kosten der Finanzierung liegt zwischen der garantierten Rendite, die Netzbetreiber für ihre Investition zugestanden bekommen, und dem Zins eines günstigen Kredits.

Die angenommenen Betriebskosten B_N in Höhe von 10 € sind jährliche Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten.

Tab. 1: Annahmen zu den Kosten des Netzanschlusses inklusive des anteiligen vorgelagerten Netzes

Größe	Symbol	Zahlenwert	Einheit
Spezifische Investitionskosten des ONT und des anteiligen vorgelagerten Netzes (Netzinfrastruktur)	i_N	500	€/kW
Technische Lebensdauer der Netzinfrastruktur	$T_{t,N}$	50	a
Finanzieller Betrachtungszeitraum	T_f	50	a
Zahl der Investitionen	n_N	1	
Zinsfuß	z	5 %	
Annuitätsfaktor	a	0,05	
Annuität der Netzinfrastruktur	a_N	27,39	€/kW
jährliche Betriebskosten der Netzinfrastruktur	b_N	10	€/kW
Spezifische jährliche Netzkosten	k_N	37,39	€/kW

Es gelten folgende Beziehungen:

$$\text{Gl. (8)} \quad a = z \frac{(1+z)^{T_f}}{(1+z)^{T_f} - 1} \quad ^{17}$$

$$\text{Gl. (9)} \quad a_N = i_N \cdot a$$

$$\text{Gl. (10)} \quad k_N = a_N + b_N$$

¹⁷ <https://de.wikipedia.org/wiki/Annuit%C3%A4tenmethode> [abgerufen am 15. September 2017]

3.6.2 Kosten des (semi-)stationären Energiespeichers

Die folgende Tabelle gibt die Annahmen wieder, die für die Kosten des modellierten Energiespeichers gemacht wurden. Sie orientieren sich an typischen Werten für neue Lithium-Ionen-Batterien und sind auf die nominale Kapazität bezogen. Die spezifischen Investitionskosten von 300 €/kWh liegen im unteren Bereich der von (Sterner, et al., 2014) für Lithium-Ionen-Batterien angegebenen Kosten. Die Kostendegression von 10 % liegt im Bereich dessen, was für PV-Anlagen in der Vergangenheit erreicht und für Lithium-Ionen-Batterien für den Zeitraum von 2009 bis 2020 prognostiziert wird.¹⁸ Die technische Lebensdauer wird mit 5 Jahren relativ kurz angesetzt.

Tab. 2: Annahmen zu den Kosten des Energiespeichers

Größe	Symbol	Zahlenwert	Einheit
spezifische Investitionskosten des Energiespeichers	i_s	300	€/kWh
Jährliche Kostendegression	d	10%	1/a
Technische Lebensdauer des Energiespeichers	$T_{S,t}$	5	a
Finanzieller Betrachtungszeitraum	T_f	50	a
Zahl der Investitionen	n_s	10	
Zinsfuß	z	5 %	
Annuitätsfaktor	a	0,05	
Annuität des Energiespeichers	a_s	30,57	€/kWh
jährliche Betriebskosten des Energiespeichers	b_s	6	€/kWh
spezifische jährliche Energiespeicherkosten	k_s	36,57	€/kWh

Es gelten folgende Beziehungen:

$$\text{Gl. (11)} \quad a = z \frac{(1+z)^{T_f}}{(1+z)^{T_f} - 1} \quad ^{19}$$

$$\text{Gl. (12)} \quad a_s = i_s \cdot a \cdot \frac{1 - \left(\frac{1-d}{1+z}\right)^{T_f}}{1 - \left(\frac{1-d}{1+z}\right)^{T_{S,t}}} \quad ^{20}$$

$$\text{Gl. (13)} \quad k_s = a_s + b_s$$

¹⁸ <http://www.batteriezukunft.de/kosten/pv-lernkurve> [abgerufen am 15. September 2017]

¹⁹ <https://de.wikipedia.org/wiki/Annuit%C3%A4tenmethode> [abgerufen am 15. September 2017]

²⁰ M. Stöhr, eigene mathematische Herleitung; s. ausführliche Darstellung im Anhang

3.6.3 Einnahmen aus PRL-Bereitstellung mit Energiespeicher

Die in Deutschland geltenden Regeln zur Bereitstellung von Regelleistung und die in den Ausschreibungen erzielten Ergebnisse sind auf der Website www.regelleistung.net einsehbar. Mit Bereitstellung von Primärregelleitung für einen Übertragungsnetzbetreiber können im Mittel Einnahmen in Höhe von etwa 3.000 €/MW/Woche erzielt werden (Ausschreibungsübersicht). Die Netzbetreiber zahlen für die Bereitstellung, nicht für die tatsächliche Lieferung. PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL) kann nur symmetrisch bereitgestellt werden, das heißt, der Anbieter muss jederzeit in der Lage sein, positive wie negative Leistung auf Abruf zu liefern. Um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können, muss mindestens eine Leistung von 1 MW für eine komplette Woche (168 h) angeboten werden (PRL_Regeln). Aggregation, das heißt der Zusammenschluss mehrerer Anbieter für ein gemeinsames Angebot, meist durch einen Dritten, den AGGREGATOR unterbreitet, ist möglich.

Wird ein Energiespeicher zur Bereitstellung von PRL eingesetzt, sollte er zwischen zwei Leistungsabrufen möglichst zu 50 % geladen sein. PRL kann für bis zu 30 Minuten abgerufen werden (Anforderungen). Aus diesem Grund sollte die aggregierte effektive Speicherkapazität 1 MWh betragen. Zwischen zwei Abrufen liegen mindestens zwei Stunden, in denen der Ausgangsladezustand wieder hergestellt werden kann. Zwei zusätzliche Annahmen schränken die erzielbaren Einnahmen ein:

- Der Ladezustand des Energiespeichers soll wie oben festgelegt immer im Bereich zwischen 10 % und 90 % liegen. Damit ist die effektiv nutzbare Speicherkapazität nur 80 % der Nominalkapazität, auf welche sich die oben gemachten Kostenannahmen beziehen.
- Der Energiespeicher soll nur 13 Wochen pro Jahr, das heißt etwa ein Viertel der Zeit zur Bereitstellung von PRL genutzt werden.

Tab. 3: Annahmen zur PRL-Bereitstellung

Größe	Zahlenwert	Einheit
Dauer der Bereitschaft zur Leistungserbringung	168	h
Maximale Dauer der zu erbringenden Leistung	0,5	h
Maximale Zeit zur Wiederherstellung der Bereitschaft	2	h
Mindestleistung für Angebotsabgabe	1	MW
Maximale Be-/Entladung im Einsatzfall	0,5	MWh
Minimale Speicherkapazität	1,25	MWh
Maximale Be-/Entladeleistung zur Wiederherstellung der Bereitschaft	0,25	MW
Vergütung je Woche Bereitschaft	3.000	€/MW
Teilnahme des Energiespeichers an PRL-Bereitstellung, Wochen je Jahr	13	
Spezifischer Erlös aus PRL-Bereitstellung	31,20	€/kWh

Damit beträgt der spezifische jährliche Erlös aus PRL-Bereitstellung nur 31,20 €/kWh, bezogen auf die nominale Speicherkapazität. Es wurde angenommen, dass dieser Erlös unabhängig von der Übertragungskapazität des ONT erzielt werden kann, da im Fall zu geringer Übertragungskapazität der Energiespeicher in den Zeiten, in denen er zur PRL-Bereitstellung dient, nicht zwingend im Ortsnetz angeschlossen sein muss. Genauso gut kann er für 13 Wochen im Jahr an einer zentraleren Stelle im Netz, etwa einer Umspannanlage im Mittelspannungsverteilnetz angeschlossen werden.

3.6.4 Kosten von Energieverlusten

Bei den ersten Berechnungen in oemof wurden nur die Investitionskosten des Netzzanschlusses und des vorgelagerten Netzes, sowie die Investitionskosten des Energiespeichers und die mit diesem durch Bereitstellung von PRL erzielbaren Einnahmen berücksichtigt. Da dies jedoch in einige Situationen zu sinnlosen Ergebnissen führte (s. Abschnitt 5.3.2), wurden Kosten verlorener Energie als variable Kosten in Höhe von 6,5 ct/kWh in der Zielfunktion berücksichtigt, unabhängig davon, ob die Energie im Netz oder im Energiespeicher verloren geht oder durch ABREGELUNG von PV-Anlagen erst gar nicht in elektrische Energie umgewandelt wird.

4 Obere und untere Schranken für Ortsnetzanschlussleistung und Energiespeicherkapazität

4.1 Grenzfall der konstanten Ortsnetzanschlussauslastung

4.1.1 Untere Schranke der Ortsnetzanschlussleistung und Grenzfall der Inselversorgung

Um eine erste Abschätzung der erforderlichen Kapazität des (semi-)stationären Energiespeichers zu erhalten wurde der Grenzfall der konstanten Ortsnetzanschlussauslastung betrachtet, das heißt der Fall, dass über den Ortsnetzanschluss Energie immer mit der gleichen Leistung fließt, wobei ein hinreichend großer Energiespeicher Verbrauch und Erzeugung im Ortsnetz entsprechend ausgleicht. Die Leistung, mit der dann über den Ortsnetzanschluss Energie zu- oder abgeführt wird, ist eine untere technische Schranke (Wert kleiner oder gleich dem Minimum) für die erforderliche Ortsnetzanschlussleistung, die dabei erforderliche Kapazität des (semi-)stationären Energiespeichers für diesen eine obere Schranke.

Wird bei konstanter Ortsnetzanschlussauslastung weniger Energie von PV-Anlagen in das Ortsnetz eingespeist, als von Verbrauchern aus dem Ortsnetz entnommen wird, fließt Energie aus dem vorgelagerten Netz ins Ortsnetz. Wird umgekehrt mehr Energie aus PV-Anlagen eingespeist als von Verbrauchern entnommen wird, fließt Energie aus dem Ortsnetz ins vorgelagerte Netz.

Kommt keine Landmaschine zum Einsatz, ist die erforderliche Leistung des Ortsnetzanschlusses gleich der von ihm pro Jahr übertragenen elektrischen Energie dividiert durch die Stunden des Jahres und in erster Näherung gegeben durch:

$$\text{Gl. (14)} P_{ONT,\text{untere Schranke}} = |E_{L2} - E_{PV}| / 8.784 \text{ h}$$

Ein Ortsnetzanschluss kann dann entfallen, wenn die Jahreserzeugung aus PV-Anlagen gleich dem Jahresgrundverbrauch ist. Nur eine erste Näherung ist Gl. (14) deshalb, weil hier noch nicht die Verluste berücksichtigt sind, die beim Betrieb des Energiespeichers auftreten. Unter der Annahme eines spezifischen PV-Ertrags von 1.000 kWh/kWp und bei Verwendung der Standardprofile L2 und ESO für das Schaltjahr 2016 folgt mit Gl. (2) aus Gl. (14):

$$\text{Gl. (15)} P_{ONT,\text{untere Schranke}} = |0,82134 - 0,35081 \cdot S| \cdot \frac{E_{L2}}{8.784 \text{ h}}$$

Dass Standardprofile eines Schaltjahres verwendet werden, wird durch den Divisor 8.784 h statt 8.760 h berücksichtigt.

Aus Gl. (15) folgt, dass bei ganzjährig konstantem Energiefluss über den Ortsnetzanschluss für eine PV-Sättigungsrate S von 233 % der Energiefluss null und damit kein Ortsnetzanschluss erforderlich ist, da das Argument der Betragsfunktion in Gl. (15) und der Energiefluss dann den Wert null annehmen. Es ist die PV-Sättigungsrate, bei der alle an das Ortsnetz angeschlossenen Verbraucher ganzjäh-

rig durch die daran angeschlossenen PV-Anlagen versorgt werden. Dies ist der Grenzfall der ganzjährigen Inselversorgung.

Genau gesehen gibt es dann kein Viertelstundenintervall mehr, in dem der Ortsnetzanschluss netto Energie überträgt. Dies ist im Rahmen der hier durchgeföhrten Betrachtung jedoch identisch mit der Formulierung „keinen Moment“, da Verbrauchs- und Erzeugungsverläufe angenommen werden, die innerhalb von Viertelstundenintervallen konstant sind. Bei realen Verbrauchs- und Erzeugungsverläufen müssen diese noch innerhalb jedes Viertelstundenintervalls ausgeglichen werden. Im Fall einer Inselversorgung sind dazu gegebenenfalls etwas größere Energiespeicher erforderlich als durch eine Abschätzung mit viertelstundeweise konstanten Verläufen ermittelt wird. Im Fall ausgedehnter Elektrizitätsversorgungsgebiete erfolgt der Ausgleich innerhalb von Viertelstundenintervallen – und etwas darüber hinaus – durch Regelenergie, die bislang meist durch Feinjustierung der Erzeugungsleistung von Kraftwerken und zum Teil durch Lastmanagement bereitgestellt wurde. Künftig ist dafür verstärkt mit dem Einsatz von Energiespeichern zu rechnen.

Berücksichtigt man die Energieverluste bei der Energiespeicherung, muss bei gleichem Grundverbrauch mehr Energie mit PV-Anlagen erzeugt werden, um einen konstanten Energiefloss über den Ortsnetzanschluss sicherzustellen. Im Fall einer ganzjährigen Inselversorgung muss dann auch der PV-Sättigungsgrad über 233 % liegen. Die exakte Berechnung der dann erforderlichen PV-Erzeugungsleistung, der Energiespeicherkapazität und der -verluste ist etwas komplizierter und wurde zur Abschätzung der Schranken lediglich für einen durchschnittlichen Augustwerktag durchgeführt. Die Vorgehensweise und Ergebnisse sind in den Unterkapiteln 4.2 und 4.3 dargelegt.

4.1.2 Obere Schranke der Ortsnetzanschlussleistung bei fehlendem Energiespeicher

Die obere technische Schranke (Wert größer oder gleich dem Maximum) für die Ortsnetzanschlussleistung ist die maximale Leistung, mit der Energie über den Ortsnetzanschluss übertragen wird. Dabei ist unerheblich in welcher Richtung dies geschieht. Bei den betrachteten Situationen tritt der maximale Residualverbrauch $E_{res,max}$, also die maximale Differenz von Grundverbrauch und PV-Erzeugung in einem Viertelstundenintervall, immer am 4. Januar zwischen 19:30 Uhr und 19:45 Uhr auf und beträgt 53 kWh bei einem Jahresgrundverbrauch von 1.000 MWh. Er ist zu diesem Zeitpunkt gleich dem maximalen Grundverbrauch in einem Viertelstundenintervall, $E_{L2,max}$, da die PV-Erzeugung dann null ist. Die entsprechende Leistung $P_{L2,max}$ beträgt 213 kW. Betreibt man die Landmaschine zu dieser Zeit mit einer Leistung von 1.200 kW, wird eine Gesamtverbrauchsleistung von 1.413 kW erreicht, welche der Ortsnetzanschluss übertragen können muss, sofern kein Energiespeicher vorhanden ist, der zu Zeiten geringerer Verbrauchsleistung geladen wird und hinreichend geringe Verluste aufweist, um effektiv Verbrauchsleistungsspitzen kappen zu können.

Noch höhere absolute Leistungen werden jedoch für die Rückeinspeisung von elektrischer Energie aus dem Ortsnetz ins vorgelagerte Mittelspannungsnetz erreicht, wenn der PV-Sättigungsgrad hoch, die Landmaschine nicht in Betrieb und kein Energiespeicher vorhanden ist. Die Rückeinspeiseleistung ist gleich der minimalen residualen Leistung $P_{res,min}$. Der minimalen Residualverbrauch, $E_{res,min}$, ist nach Gl. (1) direkt proportional zum PV-Sättigungsgrad ist. Gl. (1) kann dann, wenn dieser definiert ist, also Werte größer oder gleich 100 % annimmt, abgewandelt geschrieben werden als:

$$Gl. (16) P_{res,min} = -P_{L2,max} \cdot S$$

Da bei Rückeinspeisung P_{res} negativ, für die obere Schranke jedoch nur der absolute Wert relevant ist, ist diese dann gegeben durch:

$$\text{Gl. (17)} \quad P_{ONT,obereSchranke} = P_{L2,max} \cdot \text{MAX} (100\% + \frac{P_{LM,max}}{P_{L2,max}}, S)$$

Kommt keine Landmaschine zum Einsatz und die PV-Erzeugung ist null, ist die Maximumsfunktion gleich eins und die obere Schranke gleich dem Maximum der Verbrauchsleistung. Kommt nun PV-Erzeugung hinzu, ist die obere Schranke bis zu einem PV-Sättigungsgrad von 100 % gleich dem Maximum der Verbrauchsleistung und ab einem PV-Sättigungsgrad von 100 % durch das Produkt aus maximaler Verbrauchsleistung und PV-Sättigungsgrad gegeben.

Die Landmaschine modifiziert diese Situation insofern, als bei PV-Sättigungsgraden unterhalb eines Grenzsättigungsgrads S_g die obere Schranke höher liegt als ohne Landmaschine, wobei S_g gegeben ist durch:

$$\text{Gl. (18)} \quad S_g = 100\% + \frac{1,2 \text{ MW}}{P_{L2,max}} = 100\% + \frac{5,631 \text{ MWh}}{E_{L2}}$$

Wobei E_{L2} den Jahresgrundverbrauch bezeichnet. Bei einem PV-Sättigungsgrad $S < S_g$ bestimmt die Landmaschine die obere Schranke für die erforderliche Leistung des Ortsnetzanschlusses, bei $S > S_g$ wird diese durch die PV-Erzeugung bestimmt. Letztes ist umso eher der Fall, je kleiner das Ortsnetz ist.

Die erforderliche Kapazität des Energiespeichers ist in allen Fällen, in denen die Ortsnetzanschlussleistung den Wert der oberen Schranke annimmt, immer null.

Um den Einfluss der Landmaschine auf die erforderliche Dimensionierung von Netzanschluss und Energiespeicher zu untersuchen, wurden deren oberen und unteren Schranken sowohl mit als auch ohne Betrieb der Landmaschine ermittelt.

4.2 Modellierung

4.2.1 Ziel der Modellierung

Eine über die im vorangegangenen Unterkapitel 4.1 vorgenommenen Abschätzungen hinausgehende Modellierung ist aus zwei Gründen erforderlich:

- Die obere Grenze für die Energiespeicherkapazität ist noch zu ermitteln.
- Bei der Bestimmung der unteren und oberen Schranke der Ortsnetzanschlussleistung sind noch die Energiespeicherverluste zu berücksichtigen.

4.2.2 Annahmen

Der Grundverbrauch im Ortsnetzgebiet wurde, wie in Absatz 3.3.1 festgelegt, durch das Standardprofil L2 beschrieben. Es wurde jedoch für diese ersten Abschätzungen das vom Standardprofil L2 des Jahres 2016 minimal abweichende des Jahres 2014 verwendet und davon wiederum eine Aufbereitung für einen Werktag im Sommer. Abb. 5 unten Abb. 5 zeigt dieses Tagesprofil für einen Jahresgrundverbrauch $E_{L2,Jahr}$ von 1.000 MWh.

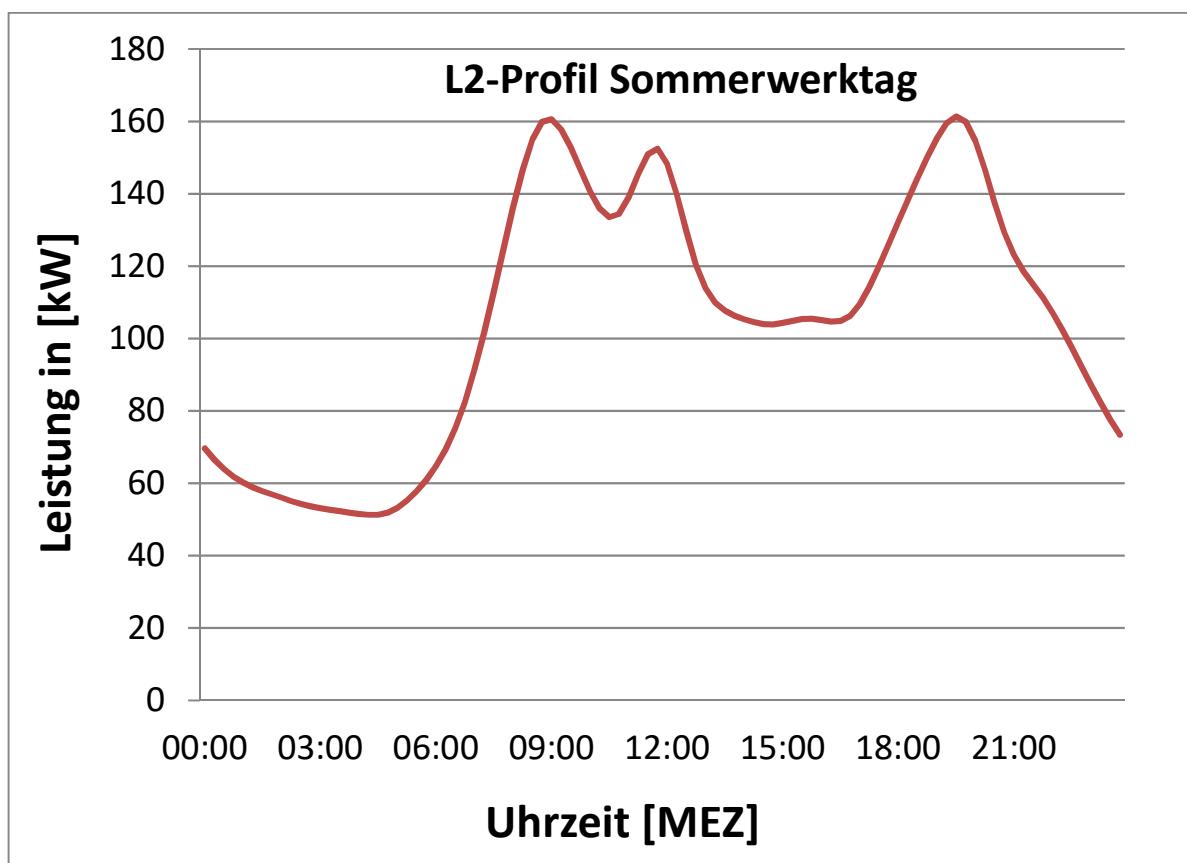


Abb. 5 Aus Standardprofil L2 abgeleitetes Profil für einen Sommerwerktag für $E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$

Die PV-Erzeugung wurde durch das Standardprofil ESO für einen Augustwerktag²¹ des Jahres 2014 beschrieben. Abb. 6 unten Abb. 6 zeigt dieses für eine Jahreserzeugung von 1.000 MWh/a. Der Vergleich mit dem Standardprofil L2 zeigt, dass bei bilanzieller Deckung des Jahresgrundverbrauchs durch die mit PV-Anlagen erzeugte und ins Ortsnetz eingespeiste elektrische Energie – hier beides 1.000 MWh - die Spitzenerzeugungsleistung der PV-Anlagen im August die Verbrauchsleistung deutlich übersteigt. Wie in Abschnitt 3.4.2 erläutert entspricht eine bilanzielle 100 %-Versorgung des Ortsnetzes mit L2-Verbrauchsprofil von 2016 und PV-Anlagen, die dem ESO-Profil 2016 folgen, einem

²¹ Das Standardprofil ESO ist für alle Tage eines Monats gleich und entspricht der mittleren monatlichen Erzeugungskurve. Es unterscheidet damit nicht zwischen Tagen mit geringer und hoher Erzeugung innerhalb eines Monats.

PV-Sättigungsgrad von 233 % und erfordert eine Verstärkung eines vor Installation von PV-Anlagen gerade ausreichenden Ortsnetzanschlusses um mindestens den Faktor 2,33.

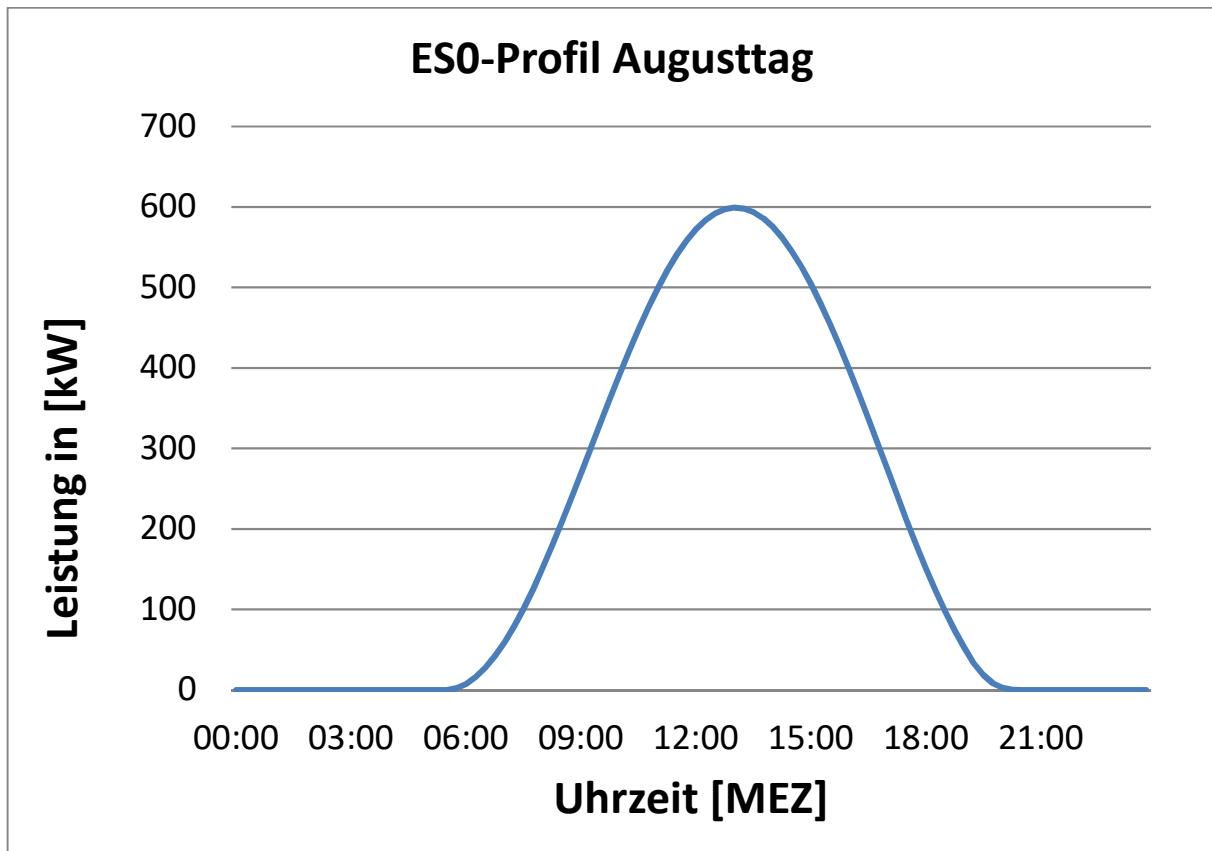


Abb. 6 Standardprofil ESO für Augusttag für $E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$

Ein Vergleich der hier gezeigten Profile, die aus den entsprechenden Standardlastprofilen für 2014 für einen Sommerwerktag abgeleitet wurden, ergibt, dass der maximale Residualverbrauch gegen 13 Uhr auftritt und etwa 480 kW beträgt, wogegen die maximale Last an einem Augusttag nur 160 kW beträgt. Ist der Ortsnetzanschluss auf diese ausgelegt, muss er bei bilanzieller 100 % PV-Versorgung des Ortsnetzgebiets sogar um den Faktor 3 verstärkt werden. Die Diskrepanz zum Faktor 2,33 zeigt an, wie stark der PV-Sättigungsgrad bei gleichem Jahresgrundverbrauch, gleicher PV-Jahreserzeugung und gleichem spezifischen PV-Ertrag von den jeweils zugrunde gelegten Lastprofilen abhängt. Diese sind also immer zusammen mit dem PV-Sättigungsgrad anzugeben. Für die in den vorläufigen Rechnungen in Excel verwendeten Profile lautet die Kalibrierkurve für den PV-Sättigungsgrad abweichend von Gl. (2):

$$\text{Gl. (19)} P_{PV,nenn}/E_{L2,\text{Sommerwerktag}} = 269,89 W_p/MWh \cdot S + 183,69 W_p/MWh$$

Modelliert wurde weiter, dass die Landmaschine entweder nicht (OFF) oder mit einer konstanten Wirkleistungsaufnahme von 1,2 MW für eine Dauer von acht Stunden zum Einsatz kommt (ON). Unterschieden wurde zwischen Tagbetrieb (9-17 Uhr MEZ, d.h. 10-18 Uhr MESZ), Abendbetrieb (14-22 Uhr, d.h. 15-23 Uhr MESZ) und Nachtbetrieb (23-7 Uhr, d.h. 0-8 Uhr MESZ).

Als Randbedingung wurde vorgegeben, dass der Energiespeicher am Ende des Tages wieder exakt den gleichen Ladezustand hat, wie am Anfang, weiterhin, dass im Verlauf des Tages der Ladezustand (SOC) wie in Abschnitt 3.3.5 festgelegt zwischen 10 % und 90 % variiert.

4.2.3 Berechnung

Der zeitliche Verlauf der im Energiespeicher gebundenen Energie wurde durch folgendes Gleichungssystem beschrieben:

$$\text{Gl. (20)} \quad E_{s,1} = E_{s,96} \cdot \eta_s + e_{s,1} \left[\eta_{ein} \cdot \Theta(e_{s,1}) + \frac{1}{\eta_{aus}} \cdot \Theta(-e_{s,1}) \right]$$

$$\text{Gl. (21)} \quad E_{s,i} = E_{s,i-1} \cdot \eta_s + e_{s,i} \left[\eta_{ein} \cdot \Theta(e_{s,i}) + \frac{1}{\eta_{aus}} \cdot \Theta(-e_{s,i}) \right]$$

Die erste Zeile impliziert die Bedingung, dass der Ladezustand des Energiespeichers am Ende des Tages der gleiche sein soll wie am Anfang. Die zweite Zeile beschreibt 95 Gleichungen mit i zwischen 2 und 96.

Dabei ist:

- i der Index für das Viertelstundenintervall. i=1 bezeichnet das Zeitintervall von 0:00 Uhr bis 0:15 Uhr, i=2 von 0:15 Uhr bis 0:30 Uhr, ..., i=96 von 23:45 Uhr bis 24:00 Uhr.
- $E_{s,i}$ die im Energiespeicher gebundene Energie im Zeitintervall i.
- η_s der viertelstündliche Ladeerhaltungswirkungsgrad des Energiespeichers. Im Viertelstundenintervall i sinkt die im Energiespeicher gebundene Energie auf Grund der Selbstentladung um den Betrag $E_{s,i-1} \cdot (1 - \eta_s)$ für i zwischen 2 und 95, beziehungsweise $E_{s,96} \cdot (1 - \eta_s)$ für i=1.
- $e_{s,i}$ die im Zeitintervall i dem Energiespeicher von außen zugeführte Energie; ist ihr Wert positiv, wird also der Energiespeicher geladen, steigt die im Energiespeicher gebundene Energie um den Betrag $e_{s,i} \cdot \eta_{ein}$, ist ihr Wert negativ, wird also der Energiespeicher entladen, sinkt die im Energiespeicher gebundene Energie um den Betrag $-e_{s,i}/\eta_{aus}$ (steigt um die negative Größe $e_{s,i}/\eta_{aus}$).
- $\Theta(e_{s,i})$ die Heaviside-Funktion von $e_{s,i}$; sie hat den Wert 1, wenn $e_{s,i}$ positiv ist, 0 sonst. Bei der Umsetzung des Modells in ein Computerprogramm wird sie durch eine WENN-Abfrage ersetzt.

Der Zusammenhang mit Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie im Ortsnetzgebiet und der über den Ortsnetzanschluss bezogenen Energie wird wie folgt hergestellt:

$$\text{Gl. (22)} \quad e_{s,i} = e_N - e_{r,i}$$

$$\text{Gl. (23)} \quad e_{r,i} = e_{L2,i} + e_{LM,i} - e_{PV,i}$$

Dabei ist:

- e_N der zu ermittelnde, vom Zeitintervall i unabhängige viertelstündliche Energiebezug über den Ortsnetzanschluss. Ist er negativ, wird konstant Energie aus dem Ortsnetz ins übergeordnete Netz eingespeist.
- $e_{L2,i}$ den Grundverbrauch im Viertelstundenintervall i . Sie ist proportional zum Standardprofil L2.
- $e_{LM,i}$ die im Viertelstundenintervall i durch die Landmaschine verbrauchte Energie.
- $e_{PV,i}$ die im Viertelstundenintervall i durch an das Ortsnetz angeschlossene PV-Anlagen erzeugte Energie. Sie ist proportional zum Standardprofil ESO.
- $e_{r,i}$ der aus Grundverbrauch, Verbrauch der Landmaschine und PV-Erzeugung resultierende Residualverbrauch im Zeitintervall i . Ist er negativ, überwiegt die Erzeugung von Energie.

Der zeitliche Verlauf der im Energiespeicher gebundenen Energie wurde durch Lösung des oben angegebenen Systems aus 96 gekoppelten Energiebilanzgleichungen für die 96 Viertelstundenintervalle eines Tages berechnet. Dabei wurden zunächst beliebige Ladezustände des Energiespeichers zugelassen. Die erforderliche nominale Speicherkapazität wurde als das 1,25²²-fache der Differenz aus maximaler und minimaler im Energiespeicher gebundener Energie bestimmt.

Diese Berechnungen wurden in Excel durchgeführt. Zur Kontrolle wurden sie in Kooperation mit der OTH Regensburg in Matlab wiederholt.

4.3 Ergebnisse

4.3.1 Tagesverlauf

Abb. 7 zeigt den Tagesverlauf der Leistungsflüsse im Ortsnetz bei Tagbetrieb der Landmaschine für einen Grundverbrauch von 1.200 MWh/a und einen PV-Sättigungsgrad von 200 %. Energieverbrauch, Netzbezug und Energieeinspeicherung sind mit positivem Vorzeichen dargestellt, PV-Erzeugung und Energieausspeicherung mit negativem.

²² $1/(90\%-10\%) = 1,25$

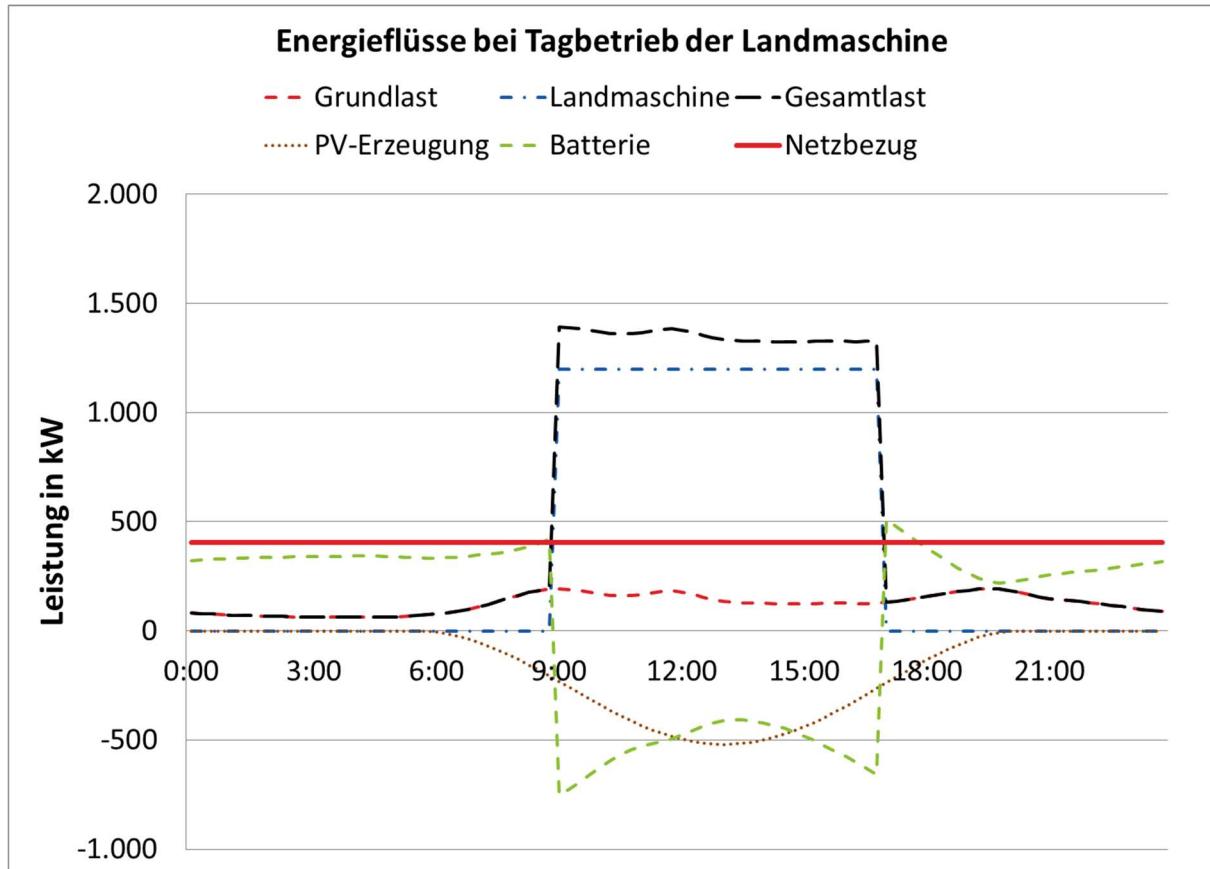


Abb. 7 Energieflüsse bei Tagbetrieb der Landmaschine für $E_{L2,Jahr} = 1.200 \text{ MWh}$ und $S = 200\%$

Die maximale Grundlast tritt zwischen 19:30 Uhr und 19:45 Uhr auf und beträgt 194 kW, die maximale PV-Erzeugung tritt von 13:15 Uhr bis 13:30 Uhr auf und beträgt 520 kW, das Maximum des Absolutwerts der Residuallast tritt zeitgleich zur maximalen PV-Erzeugung auf und beträgt 387 kW. War der Ortsnetzanschluss vor Installation von PV-Anlagen nur auf wenig mehr als den Grundverbrauch ausgelegt, muss er auf mindestens 387 kW verstärkt werden, um die PV-Erzeugung aufzunehmen.

Die Landmaschine erhöht die maximale Gesamtlast auf 1.393 kW, das Maximum des Absolutwerts der Residuallast auf 1.159 kW. In Kombination mit der PV-Erzeugung hat erforderliche Anschlussleistung mindestens diesen Wert.

Durch die Installation eines Energiespeichers, der die Leistungsflüsse innerhalb des Ortsnetzes komplett ausgleicht und zu einem konstanten Netzbezug führt, kann die Ortsnetzanschlussleistung auf 405 kW begrenzt werden. Die erforderliche Speicherkapazität beträgt jedoch 5.961 kWh. Die maximale Ladeleistung beträgt 510 kW, die maximale Entladeleistung 755 kW. Die Minimierung der Ortsnetzanschlussleistung führt also dazu, dass ein sehr großer Energiespeicher installiert werden muss, dieser jedoch mit einer sehr kleinen C-Rate be- und entladen werden kann. Ein entsprechender Energiespeicher wäre eher eine Redox-Flow-Batterie als eine Lithium-Ionen-Batterie.

4.3.2 Einfluss der Betriebszeit

Wird die Landmaschine statt am Tag am Abend oder in der Nacht betrieben, steigt die erforderliche Netzanschlussleistung auf 421 kW bei Abend- und auf 429 kW bei Nachtbetrieb an, da nun PV-Erzeugung und Landmaschinenbetrieb nicht mehr weitgehend zeitgleich erfolgen und insgesamt größere Energieverluste beim Be- und Entladen der Batterie auftreten. Dieser Effekt tritt hier sehr klar hervor, da bei den Berechnungen in Excel der Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad noch auf jeweils 90 % statt wie später 95 % gesetzt war. Die erforderliche Energiespeicherkapazität steigt sogar auf 8.322 kWh bei Abend- und auf 9.476 kWh bei Nachtbetrieb, da insgesamt deutlich mehr Energie vom Tag für die Abend- bzw. Nachtstunden zwischengespeichert werden muss.

4.3.3 Erforderliche Netzanschlussleistung bei konstanter Auslastung

Abb. 8 zeigt die bei konstanter Auslastung erforderliche Netzanschlussleistung, also die mindestens erforderliche Netzanschlussleistung in Abhängigkeit vom Jahresgrundverbrauch im Ortsnetz für verschiedene PV-Sättigungsgrade, einmal mit (ON) und einmal ohne (OFF) Landmaschinenbetrieb. Ohne Landmaschinenbetrieb steigt die erforderliche Netzanschlussleistung linear mit dem Jahresgrundverbrauch an und zwar umso stärker je höher der PV-Sättigungsgrad ist. Mit Landmaschinenbetrieb sinkt die erforderliche Energiespeicherkapazität dagegen linear bis auf null (in der Graphik auf Grund der Interpolation der berechneten Punkte nicht genau ersichtlich) und steigt nach dem Minimum wieder linear an. Da ein Netzanschluss nicht heute so und morgen so ausgelegt werden kann, ist der jeweils größere Wert zweier Kurven für gleichen PV-Sättigungsgrad relevant, damit er sowohl an Tagen mit als auch ohne Landmaschinenbetrieb ausreichend dimensioniert ist.

Die in Abb. 8 und Abb. 9 gezeigten Ergebnisse wurden noch mit einer vorläufigen Kalibrierkurve für den PV-Sättigungsgrad berechnet und später nicht mehr wiederholt. Aus diesem Grunde verlaufen die Kurven für S = 200 % geringfügig abweichend von den oben genannten Werten.

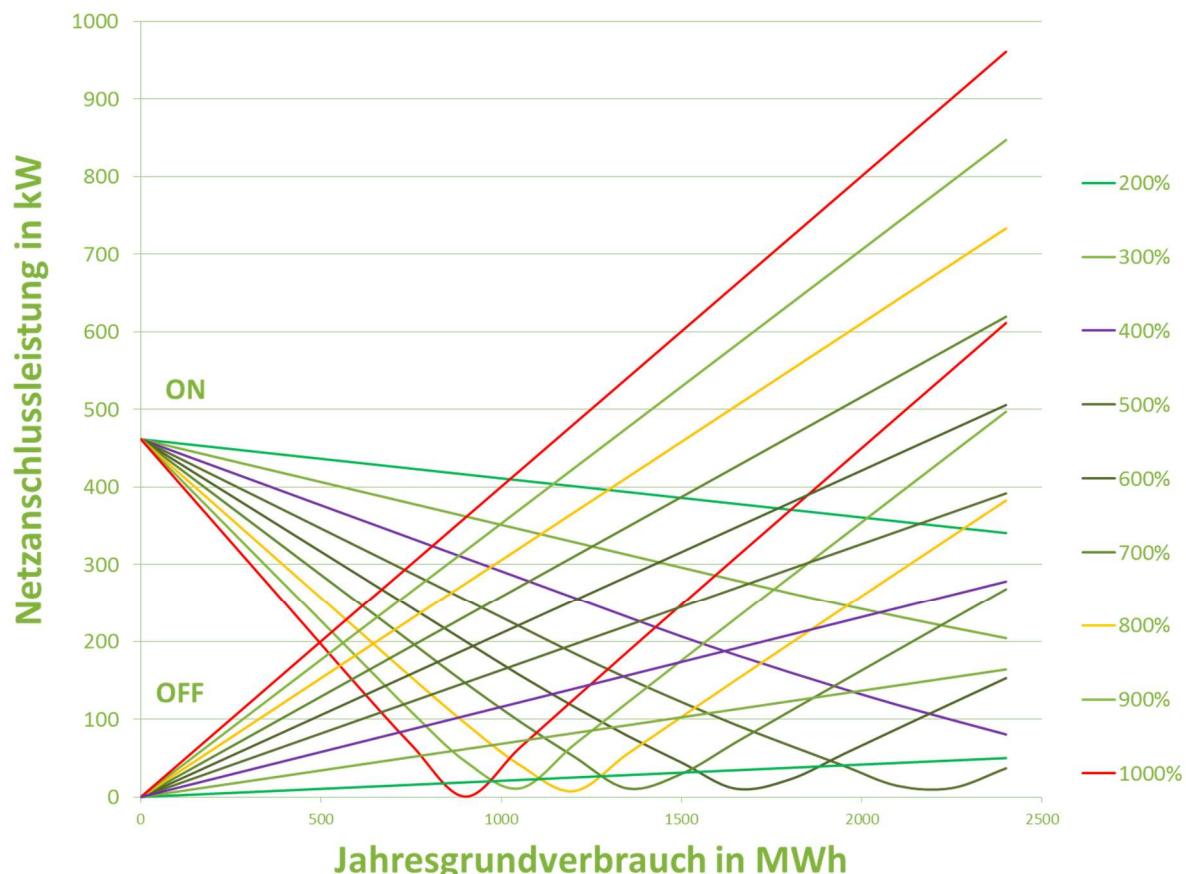


Abb. 8 Erforderliche Netzanschlussleistung bei konstanter Auslastung

4.3.4 Erforderliche Energiespeicherkapazität bei konstanter Netzanschlussauslastung

Abb. 9 zeigt die für eine konstante Netzanschlussauslastung erforderliche, also maximal erforderliche Energiespeicherkapazität in Abhängigkeit vom Jahresgrundverbrauch im Ortsnetz für verschiedene PV-Sättigungsgrade, einmal mit (ON) und einmal ohne (OFF) Landmaschinenbetrieb. Ohne Landmaschinenbetrieb steigt die erforderliche Energiespeicherkapazität linear mit dem Jahresgrundverbrauch an und zwar umso stärker je höher der PV-Sättigungsgrad ist. Mit Landmaschinenbetrieb sinkt die erforderliche Energiespeicherkapazität dagegen ungefähr linear bis zu einem Minimum und steigt nach dem Minimum wieder ungefähr linear an.

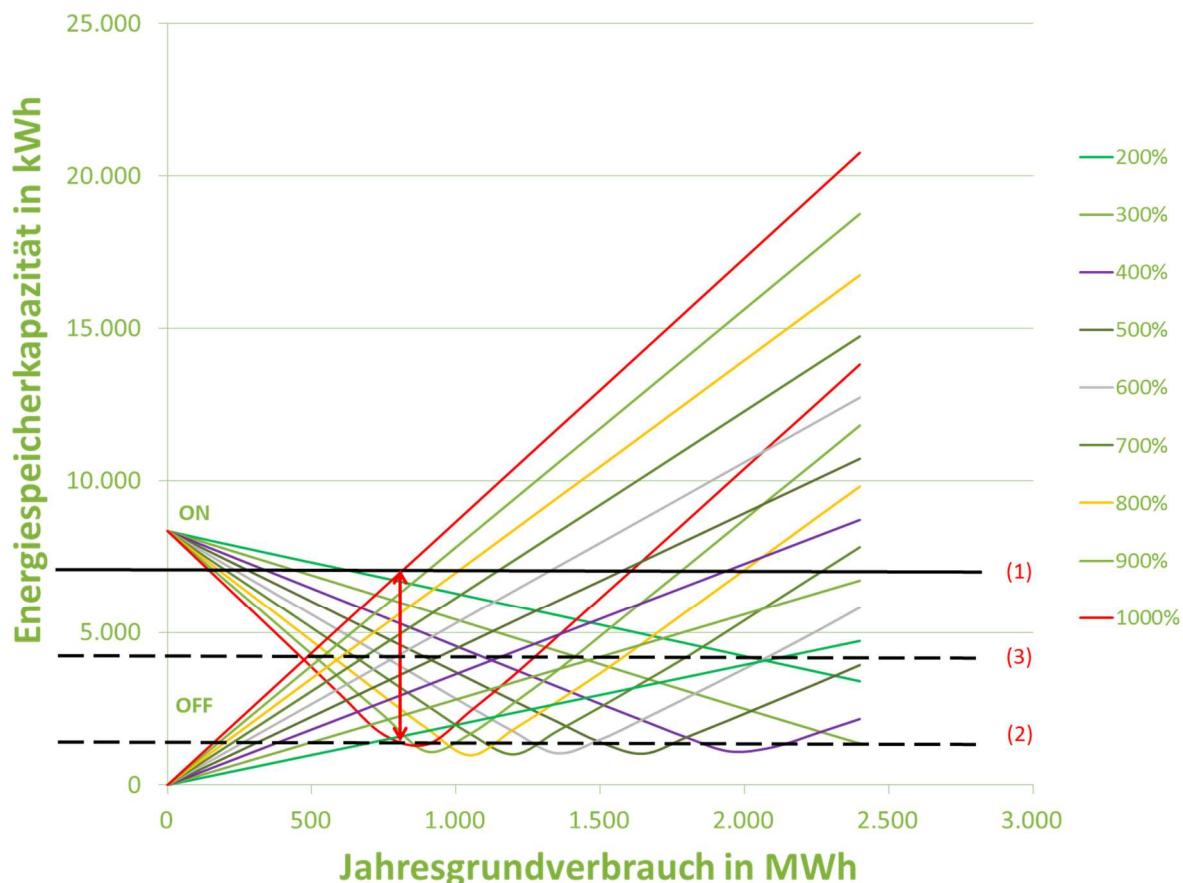


Abb. 9 Erforderliche Energiespeicherkapazität bei konstanter ONT-Auslastung

Für einen vorgegebenen Jahresgrundverbrauch und vorgegebenen PV-Sättigungsgrad lassen sich dann drei charakteristische Energiespeichergrößen festlegen:

- (1) Auslegung auf Situation ohne Landmaschinenbetrieb, in Abb. 9 angezeigt durch die durchgezogene schwarze Linie für einen Jahresgrundverbrauch von etwa 800 MWh und einen PV-Sättigungsgrad von 1.000 %.
- (2) Kommt nun eine Landmaschine in der unter (1) beschriebenen Situation zum Einsatz, ist der erforderliche Energiespeicher erheblich kleiner, angezeigt in Abb. 9 durch die untere der beiden gebrochenen schwarzen Linien. Die nicht erforderliche Kapazität, angezeigt durch den roten Doppelpfeil, kann für andere Zwecke eingesetzt werden.
- (3) Es gibt für jeden Wert des Jahresgrundverbrauchs einen bestimmten PV-Sättigungsgrad, für den die erforderliche Energiespeicherkapazität mit und ohne Landmaschinenbetrieb gleich groß ist. Dies entspricht den Schnittpunkten gleichfarbiger Linien in Abb. 9, angezeigt durch die obere der beiden gebrochenen schwarzen Linien. Für alle diese Situationen beträgt die erforderliche Energiespeicherkapazität etwa 4.000 kWh. Legt man den Energiespeicher entsprechend aus und nutzt ihn mit und ohne Landmaschine, gibt es ein recht genau bestimmtes Maß für einen dazu optimal passenden PV-Ausbau im Ortsnetz.

4.4 Optimale Kombination von ONT und Energiespeicher für einen Tag in der Erntezeit

Die Kombination eines konstant ausgelasteten Ortsnetzanschlusses mit einem sehr großen Energiespeicher ist nicht zwangsläufig auch die kostengünstigste Variante. Um eine erste Abschätzung der optimalen Kombination eines Ortsnetzanschlusses mit einem Energiespeicher zu erhalten wurde für ausgewählte einzelne Tage eine Optimierungsberechnung in Excel mit dem eingebetteten nicht-linearen Solver durchgeführt. Eine ganzjährige Optimierung ist damit nicht möglich, da dieser Solver nur 200 Variablen und Nebenbedingungen verarbeiten kann, also nicht die Leistungsflüsse einer oder mehrerer Systemkomponenten für alle Viertelstundenintervalle eines ganzen Jahres frei optimieren kann. Als weitere Vereinfachung mussten Speicherverluste vernachlässigt werden. Für die Optimierung wurde die in Gl. (7) angegebene Kostenfunktion minimiert.

Die Ergebnisse dieser Berechnungen ergaben, dass bei einer Kostenoptimierung meistens ein wesentlich kleinerer Energiespeicher installiert werden sollte als bei einer Minimierung der Netzzuschlussleistung durch eine vollständige Glättung des Leistungsflusses über den Netzzchluss durch einen Energiespeicher. Auf eine Darstellung dieser Ergebnisse wird hier verzichtet, da sie durch die in oemof durchgeführten wesentlich genaueren und im Folgenden ausführlich dargestellten Berechnungen überschrieben wurden.

5 Optimierung mit dem Open Energy Modelling Framework oemof

5.1 Wahl von oemof als Software und Kooperation mit der oemof-Community

Das Open Energy Modelling Framework oemof wurde vom Reiner Lemoine Institut, Berlin, in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Nachhaltige Energiesysteme (ZNES) an der Europa-Universität Flensburg entwickelt. Es stellt eine Bibliothek frei verfügbarer Programme bereit, mit denen Energiesysteme, von einzelnen Anlagen bis hin zu nationalen Energieversorgungssystemen, modelliert und optimierte Systemauslegungen und Betriebsweisen ermittelt werden können. Die Programme sind in der ebenfalls freien Programmiersprache Python geschrieben, wodurch auf umfangreiche Bibliotheken nicht-kommerzieller und gut geprüfter Software zugegriffen werden kann, etwa einen Solver zur Lösung gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme.

Die Weiterentwicklung von oemof wird von einer wachsenden Community an Entwicklern getragen. Im Rahmen der Arbeiten am GridCON-Projekt hat sich B.A.U.M. Consult GmbH im letzten Projektjahr (2017) entschlossen, sich dieser Community anzuschließen. Dies ermöglichte nicht nur, eine leistungsstarke freie Software zu nutzen, sondern auch umfangreiche Unterstützung bei den ersten Schritten zur Entwicklung des im Folgenden vorgestellten Programms GridCON_storage.py (s. Kap. 7) zu erhalten.

Das Programm GridCON_storage.py basiert auf dem Beispielprogramm storage_investment.py, welches Bestandteil des oemof-Installationspaket v0.1.0 ist. Mit den ersten Berechnungen in oemof wurde zunächst bestätigt, dass sich die mit Excel erhaltenen Ergebnisse zur Optimierung einzelner Betriebstage, die in Kap. 4 präsentiert sind, replizieren lassen. Weiterhin wurde die Option der Dendarstellung mit oemof nicht genutzt, sondern die Ergebnisse in eine csv-Datei ausgelesen und in Excel weiterverarbeitet. Dies bot die Möglichkeit umfangreiche Konsistenzprüfungen durchzuführen und Modellierungs- und Programmierfehler auszumerzen. Zudem wurden aggregierte Ergebnisse auch direkt im Python-Interpreter ausgedruckt. Die etwas ausführlicher als notwendige Ausgabe von aggregierten Ergebnissen in den „PRINT“-Programmzeilen am Ende des GridCON_storage-Programms reflektiert noch die Phase des Kennenlernens und des Tests von oemof daraufhin, ob es wirklich korrekte Ergebnisse erbringt.

Im Gegenzug hat B.A.U.M. Consult dieses Programm und das Modul economics_BAUM.py (s. Kap. 6) wieder der oeomof-Community zur Verfügung gestellt. Die Kapitel 6 und 7 dieses Berichts und der Code beider Programme wurden Frau Prof. Janet Nagel von der Beuth-Hochschule Berlin im Springer Verlag zur Verfügung gestellt und werden in ihrem Buch über oemof, das im Springer Verlag erscheinen soll, dargestellt werden.

5.2 Modellierung in oemof

Folgende Abb. 10 zeigt das Blockdiagramm des Energiesystems, welches mit dem Programm GridCON_storage.py abgebildet wurde. Die meisten Komponenten sind im Unterkapitel 3.3 beschrieben. Die Zusätze „aggregiert“ bei den PV-Anlagen und den Landwirtschaftsbetrieben unterstreichen, dass diese hier jeweils wie eine einzige Komponente modelliert wurden.

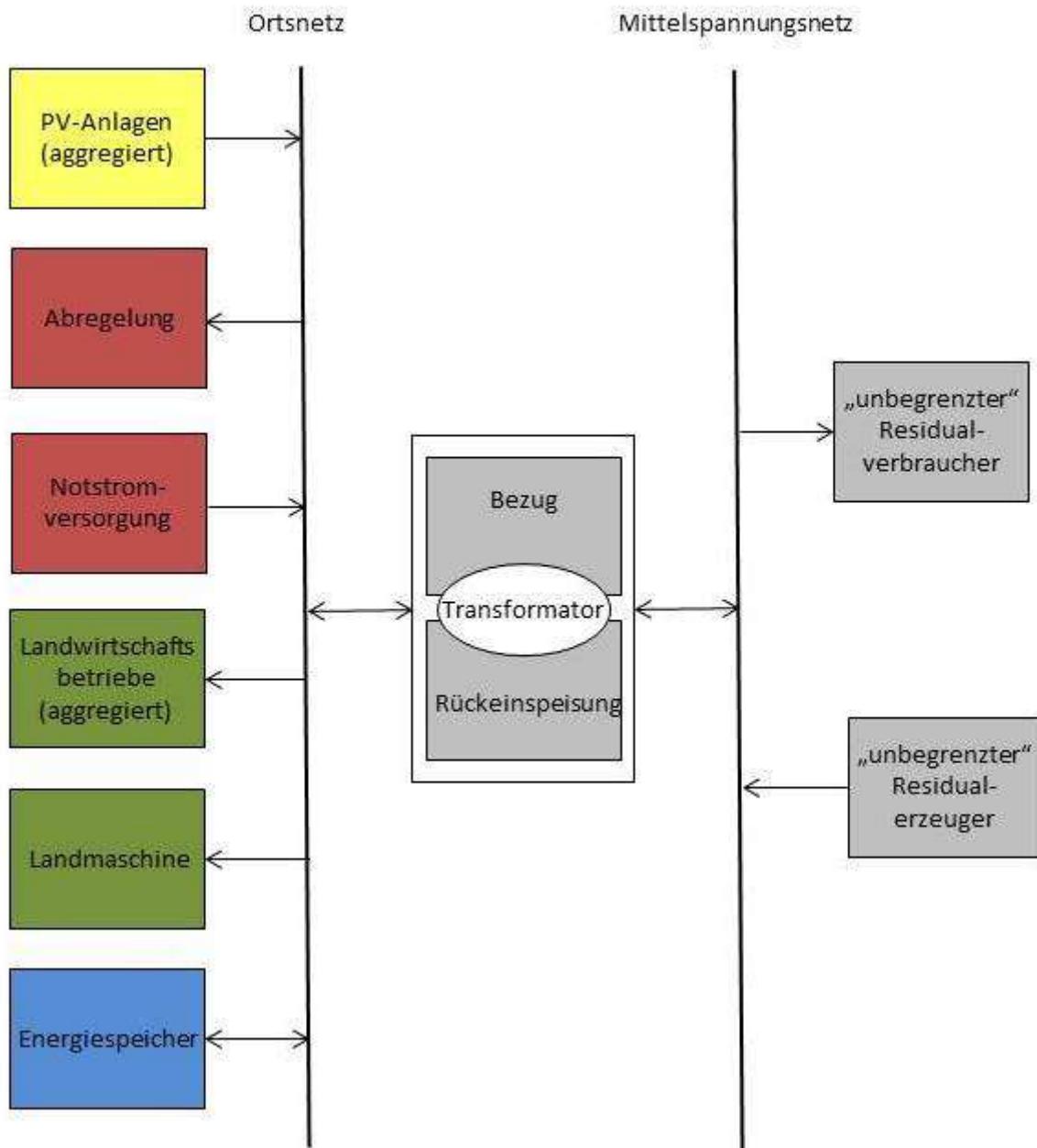


Abb. 10 Blockdiagramm des Programms GridCON_storage.py

Ergänzend zu den in Unterkapitel 3.3 dargestellten Komponenten wurde hier eine „Notstromversorgung“ modelliert, die jedoch in keinem berechneten Betriebsszenario tatsächlich elektrische Energie produzierte wurde, da die Kosten der von ihr generierten elektrischen Energie auf 100 Mio. €/kWh gesetzt wurden. Diese Komponente dient lediglich dazu, dass das Programm immer eine ausgeglichene Energiebilanz herstellen kann.

Die Komponente „ABREGELUNG“ ist zunächst eine ebenfalls Komponente, deren einziger Zweck darin besteht, das Funktionieren des Programms zu sichern. Allerdings wurden die Kosten der abgeregelten Energie letztendlich nicht auf 100 Mio. €/kWh gesetzt, sondern auf 6,5 ct/kWh, da in einigen der berechneten Situationen nur durch die Berücksichtigung der Kosten verloren gegangener Energie unsinnige Rechenergebnisse vermieden werden konnten.

Als Zeitschritt für die Berechnungen wurde eine Viertelstunde gewählt, wodurch die Standardlast- und Erzeugungsprofile L2 und ESO direkt genutzt werden konnten.

5.3 Kritische Punkte bei der Programmierung

5.3.1 Realer versus modellierter Ortsnetztransformator

In der Version 0.1 erlaubt oemof nicht, einen Ortsnetztransformator als eine einzige Komponente zu modellieren. Vielmehr müssen zwei „Teiltransformatoren“ modelliert werden, einen für den Bezug, einen für die Rückeinspeisung von elektrischer Energie. Ohne weitere Vorkehrungen kann es dann passieren, dass oemof eine angeblich optimale Lösung für die Dimensionierung des Ortsnetzanschlusses und des Energiespeichers berechnet, bei der die beiden „Teiltransformatoren“ unterschiedliche Größe haben. Ein solches Ergebnis ist unsinnig, da es keine Entsprechung in der Realität hat.

Im Dialog mit den oemof-Entwicklern wurde eine Lösung für die Formulierung einer Randbedingung gefunden, die sicher stellt, dass die berechneten optimalen Übertragungskapazitäten der beiden „Teiltransformatoren“ immer gleich groß sind. Die entsprechenden Programmzeilen lauten:

```
# adding constraint

my_block = environ.Block()

def connect_invest_rule(m):
    expr = (om.InvestmentFlow.invest[b_el_lv, transformer_lv_to_mv] ==
            om.InvestmentFlow.invest[transformer_mv_to_lv, b_el_lv])
    return expr

my_block.invest_connect_constr = environ.Constraint(
    rule=connect_invest_rule)
om.add_component('ConnectInvest', my_block)

# defines that upper limit for energy flow from electric transformer to
# medium voltage grid equals upper limit for energy flow from transformer
```

```
# to low voltage;  
# the fact that the maximum is addressed instead of the value in a specific  
# timestep is reflected by the string ".invest" in the name of the objects;
```

5.3.2 Vermeidung „im Energiespeicher zirkulierter Energie“

In der Version 0.1 lässt oemof zu, dass ein Energiespeicher zugleich be- und entladen wird, was bei realen Energiespeichern in der Regel nicht vorkommt. Eine in der Realität vorkommende Ausnahme, die hier jedoch nicht abgebildet werden sollte, sind Pumpspeicherkraftwerke, bei denen Pumpen und Turbinen zugleich laufen und Wasser zwischen oberem und unterem Becken zirkulieren.

Bei den Berechnungen für Situationen mit einem sehr hohen PV-Sättigungsgrad wurde zunächst durch oemof Betriebsszenarien berechnet, bei denen der Energiespeicher oft zugleich be- und entladen wurde. Da dabei Energieverluste auftreten, deren Kosten jedoch bei diesen Berechnungen noch nicht in die Zielfunktion einflossen, konnte der Netzanschluss etwas geringer ausfallen. So waren solche Lösungen scheinbar kostenoptimal.

Es konnte auch im Dialog mit den oemof-Entwicklern keine Lösung für die Programmierung einer Randbedingung gefunden werden, welche solche Betriebsszenarien als Lösung ausschließt. Das Phänomen der „im Energiespeicher zirkulierten“ Energie wurde darum durch eine Änderung des Modells ausgeschlossen. Diese bestand darin, den Energieverlusten im Energiespeicher einen Wert (6.5 ct/kWh) zu geben, der in die Zielfunktion einfließt, wie es im Abschnitt 3.6 beschrieben ist. Konsequenterweise wurde dann auch den im Netzanschluss und vorgelagerten Netz entstehenden Energieverlusten der gleiche Wert zugewiesen. Schließlich konnte in gleicher Weise die ABREGELUNG von PV-Energie schlüssig berücksichtigt werden.

5.3.3 Variable Kosten durch Selbstentladung im Energiespeicher

Bei der Berechnung der variablen Kosten, die durch Energieverluste im Energiespeicher entstehen, konnte mit oemof kein Weg gefunden werden, diejenigen zu berücksichtigen, die durch Selbstentladung entstehen. Berücksichtigt werden darum nur diejenigen, die durch Ein- und Ausspeicherverluste entstehen. Allerdings wurde überprüft, dass die Verluste durch Selbstentladung und die damit verbundenen variablen Kosten vernachlässigbar gering sind.

6 Begründung der finanzmathematischen Formeln im oemof-Modul economic.py beziehungsweise economics_BAUM.py

6.1 Hintergrund

Die hier besprochenen finanzmathematischen Formeln finden sich in der Open Source Software oemof im Modul economic.py beziehungsweise economics_BAUM.py. Dieses wurde aus jenem im Projekt „GridCON“ abgeleitet. Es wurde verwendet, um zu berechnen, bei welchem Stand der Nutzung der photovoltaischen Stromerzeugung im gleichen Ortsnetz eher eine Netzanschlusserweiterung oder die Installation eines stationären Energiespeichers oder eine Kombination von beidem zur Versorgung einer leitungsgeführten, elektrifizierten Landmaschine hoher Leistung geeignet ist. Die Formeln entsprechen denen, die üblicherweise bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen verwendet werden. Sie wurden im Rahmen des Projekts „GridCON“ auf verschiedene Weise überprüft. Die folgenden Ausführungen geben die stringente mathematische Begründung wieder. Als Nebeneffekt wird dabei auch ein wenig beleuchtet, was der Begriff „wirtschaftlich“ eigentlich bedeutet und welche Freiräume bestehen ihn zu deuten.

6.2 Die Sicht der Wirklichkeit hinter finanzmathematischen Formeln

Den besprochenen finanzmathematischen Formeln liegt eine bestimmte Sicht der Wirklichkeit, konkreter gesagt eine Wahl der Perspektive bei der Bewertung zukünftiger Zahlungsflüsse zugrunde. Sie besteht darin, den heutigen kalkulatorischen Wert eines zukünftigen Zahlungsflusses umso geringer anzusetzen, je weiter der Zahlungsfluss in der Zukunft liegt. Mathematisch gefasst entspricht dem die Beschreibung des kalkulatorischen Werts eines Zahlungsflusses durch eine streng monoton fallende Funktion der Zeit, zu der er stattfindet, beziehungsweise erwartet wird.

Diese Perspektive wird nun durch eine ebenfalls gewählte und keinesfalls zwingend erforderliche Einschränkung enger gefasst, nämlich die Festlegung, dass der heute anzusetzende kalkulatorische Wert eines Zahlungsflusses $F(t)$, also einer Einnahme oder Ausgabe, die zum Zeitpunkt t in der Zukunft stattfindet, in gleichen Zeitintervallen immer um den gleichen Anteil seines Werts zu Beginn des Zeitintervalls sinken solle. Beispiel: Der kalkulatorische Wert sinke um 8 % pro Jahr.

Mathematisch gefasst heißt dies, dass der Wert eines Zahlungsflusses durch eine Funktion der Zeit zu beschreiben ist, die einer der einfachsten aller Differenzialgleichungen genügt:

$$\text{Gl. (24)} \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau} \cdot F(t)$$

Dabei ist τ eine positive reelle Zahl und hat die Bedeutung einer Zeit. Je größer τ , desto langsamer ist die kalkulatorische Wertabnahme des Zahlungsflusses.

Es gibt unendlich viele Lösungen dieser linearen Differenzialgleichung, aber alle sind Exponentialfunktionen und unterscheiden sich nur in einer Konstanten, die mit F_0 bezeichnet sei. Sie haben dann folgende Gestalt:

$$\text{Gl. (25)} \quad F(t) = F_0 e^{-\frac{t}{\tau}}$$

F_0 ist der Wert welcher für den Zahlungsfluss anzusetzen wäre, wenn er heute stattfände, sprich sein nominaler Wert.

6.3 Freiheitsgrade innerhalb der gewählten Perspektive

Die Konstante τ ist der einzige Freiheitsgrad, der in der gewählten Perspektive zur Betrachtung wirtschaftlicher Vorgänge noch verbleibt. F_0 ist der nominale Wert eines Zahlungsflusses in Euro beziehungsweise einer anderen Währung und damit nicht Gegenstand freier Wahl.

Grundsätzlich kann jeder auch eine ganz andere Perspektive wählen, um wirtschaftliche Entscheidungen zu treffen. Es kann subjektiv zum Beispiel viel wichtiger sein, dass eine bestimmte Einnahme bis zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgt, aber ziemlich unwichtig, wann genau davor. Dann muss der kalkulatorische Wert noch nicht einmal durch eine streng monoton fallende Funktion der Zeit, geschweige denn durch eine Exponentialfunktion wie in Gl. (25) beschrieben werden.

Die Wahl ist solange und in dem Maße frei, in dem keine Abstimmung mit anderen Menschen erforderlich ist. Dies gilt insbesondere für viele Investitionen im Privatbereich. Bei allen sonstigen wirtschaftlichen Betrachtungen wird jedoch die oben genannte und in den üblichen finanzmathematischen Formeln implementierte Perspektive eingenommen – in aller Regel wohl ohne sich dessen bewusst zu sein und spätestens beim Gespräch mit der finanziierenden Bank.

Das zentrale Charakteristikum dieser Perspektive liegt darin, dass zukünftige Finanzflüsse umso weniger berücksichtigt werden, je weiter sie in der Zukunft liegen. Dadurch werden wirtschaftliche Handlungen bevorzugt, bei denen die Einnahmen möglichst früh und die Ausgaben möglichst spät erfolgen.

6.4 Darstellung des kalkulatorischen Wertabnahme in finanzmathematischen Formeln

In Wirtschaftlichkeits- und finanzmathematischen Betrachtungen wird die kalkulatorische Wertabnahme in der Regel jedoch nicht mit der Konstante τ sondern mit einem kalkulatorischen Zinssatz z beschrieben.²³ Dabei wird die Wertabnahme innerhalb eines Jahres wie folgt dargestellt:

$$\text{Gl. (26)} \quad F_{i+1} = F_i \frac{1}{1+z}$$

²³ Darstellungen wie in Gl. (25) sind dagegen in Naturwissenschaften und Technik sehr gebräuchlich und beschreiben Absorptionsprozesse, den radioaktiven Zerfall, etc., also Vorgänge, deren Gesetzmäßigkeiten nicht der Festlegung durch den Menschen anheimgestellt, sondern in ihrer Substanz vorgegeben sind.

Der Index i bezeichnet dabei die Nummer des Jahres. Kombination mit Gl. (25) zeigt:

$$\text{Gl. (27)} \frac{\tau}{1 \text{ Jahr}} = \frac{1}{\ln(1+z)}$$

Bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 8 % nimmt τ den Wert 13 Jahre an. Das heißt, dass ein Zahlungsfluss in 13 Jahren nur mit e^{-1} , also 36,8 % des im heute beigemessenen (nominalen) Werts veranschlagt wird.²⁴ Je größer der Zinssatz ist, desto kleiner τ und desto schneller die kalkulatorische Wertabnahme.

Man beachte, dass z hierbei nicht der Anteil ist, um den der kalkulatorische Wert je Jahr abnimmt. Dieser Anteil sei mit w bezeichnet. Dann kann man die jährliche kalkulatorische Wertabnahme durch folgende Gleichung beschreiben:

$$\text{Gl. (28)} F_{i+1} = F_i(1 - w)$$

Bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 8 % ist die jährliche kalkulatorische Wertabnahme 7,4 %. Je kleiner jedoch der kalkulatorische Zinssatz und die jährliche kalkulatorische Wertabnahme sind, desto näher liegen ihre Werte beieinander.²⁵

6.5 Zuordnung zu Kalender- oder Geschäftsjahren

Der heute anzusetzende Wert W einer wirtschaftlichen Tätigkeit mit insgesamt m Einzeleinnahmen $E(t_i)$ jeweils zum Zeitpunkt t_i und p Einzelausgaben $A(t_k)$ jeweils zum Zeitpunkt t_k wird durch folgende allgemeine Gleichung beschrieben:

$$\text{Gl. (29)} W = \sum_{i=1}^m E(t_i) e^{-\frac{t_i}{\tau}} - \sum_{k=1}^p A(t_k) e^{-\frac{t_k}{\tau}}$$

Bei vielen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden unterjährige Finanzflüsse jedoch kalkulatorisch so bewertet, als erfolgten sie exakt zum Ende des jeweiligen Kalender- oder Geschäftsjahres, eine Anfangsinvestition I_0 so, als erfolge sie exakt zu Beginn des ersten Kalender- oder Geschäftsjahres. Damit kann der heute anzusetzende Wert W einer wirtschaftlichen Tätigkeit mit einer Anfangsinvestition I_0 , einer Dauer von n Jahren und Jahreseinnahmen e_i und Jahresausgaben a_i jeweils im Jahr i mit Hilfe des kalkulatorischen Zinssatzes beschrieben werden:

²⁴ „e“ bezeichnet hier die Eulersche Zahl, welche die Basis des natürlichen Logarithmus bildet und den Wert 2,718281828 hat. Ihr Kehrwert ist 0,367879441, also 36,8 %.

²⁵ In Begriffen der mathematischen Analysis ausgedrückt: Die Taylor-Reihenentwicklung der Funktion $\frac{1}{1+z}$ um den Punkt $z = 0$ bis zum linearen Term ist die Funktion $1 - z$. Beide Funktionen konvergieren gegen einander für $z \rightarrow 0$.

$$\text{Gl. (30)} \quad W = -I_0 + \sum_{i=1}^n (e_i - a_i) \left(\frac{1}{1+z} \right)^i$$

Ist W positiv, ist die Tätigkeit rentabel, ansonsten nicht. Einen Freiheitsgrad bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit stellt dabei der kalkulatorische Zinssatz z da.

Allerdings ist ein wirtschaftlicher Akteur in der Wahl dieses Zinssatzes nur in dem Maße frei, in dem er seine Ausgaben, insbesondere Investitionen, mit Eigenkapital finanziert. Nimmt er Fremdkapital in Anspruch, ist für den kalkulatorischen Zinssatz ein gewichtetes Mittel aus selbstgewählter gewünschter Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals und vorgegebener Verzinsung des in Anspruch genommenen Fremdkapitals zu nehmen, um dem Fremdkapitalgeber die Rentabilität des Vorhabens nachzuweisen. Gegebenenfalls ist die Vergabe von Fremdkapital auch von einer hinreichend hohen, also dann auch nicht mehr ganz frei gewählten kalkulatorischen Verzinsung des Eigenkapitals abhängig.

Der entsprechende englische Begriff *weighted average costs of capital (wacc)* taucht in den oemof-Modulen `economics.py` und `economics_BAUM.py` als Variablenname auf.

6.6 Vergleich von Investitionen mit anderen Finanzflüssen: die Annuität

Um die meist sehr diskontinuierlichen Investitionen mit den sonstigen eher regelmäßigen Finanzflüssen vergleichbar zu machen, wird üblicherweise ein ihnen äquivalenter, jährlich in gleicher Höhe wiederkehrender Zahlungsfluss, die Annuität, ausgehend von folgender Formel berechnet:

$$\text{Gl. (31)} \quad I_0 + \sum_{i=1}^n I_i \left(\frac{1}{1+z} \right)^i = A \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{1+z} \right)^i$$

Äquivalent bedeutet: die diskontinuierlichen Investitionen wirken sich kalkulatorisch so aus, als ob im betrachteten Zeitraum regelmäßige jährliche Ausgaben in gleicher Höhe, nämlich der Annuität, anfielen.

Zur Ableitung weiterer Formeln ist es nun hilfreich, die Substitution $q = \frac{1}{1+z}$ vorzunehmen und die Summenformel der geometrischen Reihe zu verwenden:

$$\text{Gl. (32)} \quad \sum_{i=1}^n q^i = \frac{q(1-q^n)}{1-q}$$

Diese kann geogollet oder anderweitig nachgeschlagen, aber auch leicht mathematisch in vollständiger Induktion wie folgt bewiesen werden:

$$\text{Gl. (32) gilt für } n=1: \sum_{i=1}^1 q^i = q = \frac{q(1-q^1)}{1-q}$$

Nun gelte Gl. (32) für ein beliebiges n . Dann folgt für $n+1$:

$$\text{Gl. (33)} \quad \sum_{i=1}^{n+1} q^i = \sum_{i=1}^n q^i + q^{n+1} = \frac{q(1-q^n)}{1-q} + q^{n+1} = \frac{q(1-q^n)+q^{n+1}(1-q)}{1-q} = \frac{q(1-q^{n+1})}{1-q}$$

Da Gl. (32) für $n=1$ gilt, gilt sie auch für $n=1+1=2$, darum auch für $n=2+1=3, \dots$ Folglich gilt Gl. (32) für alle $n \in \mathbb{N}$

6.7 Finanzmathematische Formel im vorgefundenen oemof-Modul economics.py

Für den Spezialfall einer einzigen Anfangsinvestition, der im Betrachtungszeitraum keine weiteren folgen, geht Gl. (31) unter Verwendung von Gl. (32) über in:

$$\text{Gl. (34)} \quad A = I_0 \frac{1-q}{q(1-q^n)} = I_0 z \frac{(1+z)^n}{(1+z)^n - 1}$$

Diese Formel ist im oemof-Modul economics.py standardmäßig implementiert. Das Modul berechnet die Annuität A und gibt sie als Ergebnis zurück.

6.8 Finanzmathematische Formel im abgewandelten oemof-Modul economics_BAUM.py

Bei den von der B.A.U.M. Consult GmbH im GridCON-Projekt durchgeföhrten Berechnungen mussten die Kosten einer Erweiterung des elektrischen Netzes zur allgemeinen Versorgung mit den Kosten eines stationären Energiespeichers verglichen werden. Im Gegensatz zu einem elektrischen Netz haben die als Energiespeicher vor allem in Frage kommenden Lithium-Ionen-Batteriespeicher zum einen eine deutlich kürzere technische Lebensdauer, zum anderen sinken ihre Investitionskosten aktuell mit atemberaubender Geschwindigkeit. Es mussten also sowohl Folgeinvestitionen als auch deren Kostendegression berücksichtigt werden. Als finanzieller Betrachtungszeitraum wurde die technische Lebensdauer des elektrischen Netzes gewählt.

Allgemein führt dies auf das mathematische Problem der Berechnung der Annuität einer Serie von Investitionen mit exponentiell fallenden Kosten. Ausgangspunkt ist folgende Abwandlung von Gl. (31):

$$\text{Gl. (35)} \quad I_0 + \sum_{j=1}^{m-1} I_0 (1 - cd)^{ju} q^{ju} = A \sum_{i=1}^n q^i$$

Dabei ist u die technische Lebensdauer der Investition in Jahren, $m-1$ die Anzahl der Folgeinvestitionen und es sei $n = m \cdot u$, was bedeutet, dass das Ende der technischen Lebenszeit der letzten Folgeinvestition mit dem Ende des finanziellen Betrachtungszeitraums zusammenfällt.

Auf der linken Seite von Gl. (35) bezeichnet I_0 die Kosten der ersten Investition und $cd = \frac{I_i - I_{i+1}}{I_i}$ die jährliche Kostendegression, welcher die Folge der betrachteten Investitionen unterliegt, und wobei i die Nummer des Jahres angibt. Die erste Folgeinvestition nach u Jahren kostet nominal nur noch $I_0(1 - cd)^u$, die j -te Folgeinvestition nach $j \cdot u$ Jahren nur noch $I_0(1 - cd)^{ju}$, wobei j die Nummer der Folgeinvestition angibt. Der Faktor q^{ju} wandelt den nominalen Wert in den kalkulatorischen Wert um. Die rechte Seite ist identisch zu der in Gl. (31).

Die Anwendung der Summenformel der geometrischen Reihe, Gl. (32), auf beiden Seiten von Gl. (35) führt zu:

$$\text{Gl. (36)} I_0 \left(1 + ((1 - cd)q)^u \frac{1 - ((1 - cd)q)^{(m-1)u}}{1 - ((1 - cd)q)^u} \right) = A \frac{q(1 - q^n)}{1 - q}$$

Daraus folgt:

$$\text{Gl. (37)} A = I_0 \frac{1 - q}{q(1 - q^n)} \cdot \frac{1 - ((1 - cd)q)^{mu}}{1 - ((1 - cd)q)^u}$$

Resubstitution von q durch $\frac{1}{1+z}$ und Ersetzen von $m \cdot u$ durch n führt zu:

$$\text{Gl. (38)} A = I_0 z \frac{(1+z)^n}{(1+z)^n - 1} \cdot \frac{1 - (\frac{1-cd}{1+z})^n}{1 - (\frac{1-cd}{1+z})^u}$$

Gl. (38) geht in Gl. (34) über wenn $u = n$. Dann ist zugleich die Angabe von cd hinfällig, da nur eine Investition im Betrachtungszeitraum vorkommt.

Diese Formel ist im oemof-Modul economics_BAUM.py mit folgenden Variablenumbenennungen implementiert: $I_0 = \text{capex}$, $z = \text{wacc}$, $cd = \text{cost_decrease}$.

Hinzuaddiert werden die jährlichen fixen Kosten (fixed annual operational costs) mit der Variablen oc . Damit umfasst die Variable „ epc “, die vom Modul economics_BAUM.py zurückgegeben wird, alle fixen jährlichen Kosten einer wirtschaftlichen Tätigkeit. „ epc “ steht für den entsprechenden englischen Begriff „equivalent periodical costs“.

6.9 Berücksichtigung regelmäßiger fixer Einnahmen

Mit dem Modul `economics_BAUM.py` können auch regelmäßige Einnahmen erfasst werden. Dies wurde angewandt, um Einnahmen aus der Bereitstellung von PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL) durch den stationären Energiespeicher zu berücksichtigen. Dazu wurde einfach die Differenz aus fixen jährlichen Kosten und prognostizierten jährlichen Einnahmen aus PRL-Bereitstellung mit der Variable `oc` bezeichnet und dem Modul übergeben. Diese spiegelt dann nicht mehr die jährlichen fixen Kosten, sondern diese Differenz, also quasi die jährlichen fixen „Nettokosten“ nach Abzug prognostizierter fixer Einnahmen wieder.

6.10 Modifiziertes oemof-Modul `economics_BAUM.py`

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Module to collect useful functions for economic calculations.

def epc(capex, n, u, wacc, cost_decrease = 0, oc = 0):
    """
    function represents equivalent periodical costs of an economic activity

parameters
-----
capex: float
    capital expenditure for first investment per functional unit
    (e.g. 1 kWh or 1 kW)
n : int
    number of years investigated; might be an integer multiple of technical
    lifetime (u) in case of repeated investments
u : int
    number of years that a single investment is used, i.e. the technical
    lifetime of a single investment
wacc : float
    weighted average cost of capital
cost_decrease : float
```

annual rate of cost decrease for repeated investments
takes the value "0" if not set otherwise, that is in case of a single investment or in case of no cost decrease for repeated investments

oc : float

fixed annual operational costs per functional unit (e.g. 1 kWh or 1 kW)
takes the value "0" if not set otherwise

"""

```
annuity_factor = (wacc*(1+wacc)**n)/((1+wacc)**n-1)
# the annuity factor is the ratio of the equivalent annual costs of investment
# (annuity) and the costs of investment in case of a single initial investment
```

```
return (annuity_factor*capex*((1-((1-cost_decrease)/(1+wacc))**n)
/(1-((1-cost_decrease)/(1+wacc))**u)))+oc
# the value returned are the equivalent periodical (annual) costs of an
# investment (annuity) plus the periodical fixed operational costs (oc);
# the expression behind "capex" reflects the modification of the annuity
# in case of repeated investments at fixed intervals u with decreasing costs;
```

7 Das Programm GridCon_storage.py

In diesem Kapitel ist der Programmcode wiedergegeben, der für die Berechnungen im GridCON-Projekt entwickelt wurde und den in den folgenden Kapiteln dargestellten Ergebnissen zugrunde liegt. Er steuert die gesamte Berechnung und ruft für diese eine Reihe weiterer Programme aus der oemof-Bibliothek auf, die unverändert übernommen wurden, abgesehen vom Modul economics.py, welches durch das Modul economics_BAUM.py ersetzt wurde.

```
#####
# IMPORTS
#####

# outputlib

from oemof import outputlib

# default logger of oemof

from oemof.tools import logger
from oemof.tools import helpers
from oemof.tools import economics_BAUM

# economics is a tool to calculate the equivalent periodical cost (epc) of
# an investment;
# it has been modified by B.A.U.M. Consult GmbH within the frame of the
# GridCON project (www.gridcon-project.de) and the modified version
# has been called "economics_BAUM";
# it allows now calculting epc of a series of investments with a defined
# cost-decrease rate;
# it also allows taking into account fixed periodical costs such as staff
# cost and offset fixed periodical income;
```

```
from pyomo import environ
import oemof.solph as solph

# import oemof base classes to create energy system objects

import logging
import os
import pandas as pd

try:
    import matplotlib.pyplot as plt
except ImportError:
    plt = None

# import load and generation data from csv-file and define timesteps

def optimise_storage_size(filename="GridCON1_Profile.csv",
                           solver='cbc', debug=True, number_timesteps= (96*366),
                           tee_switch=True):

    # the file "GridCON1_Profile" contains the normalised profile for the
    # agricultural base load profile L2, a synthetic electrified agricultural
    # machine load profile, and the PV generation profile ESO;
    # number_timesteps: one timestep has a duration of 15 minutes,
    # hence, 96 is the number of timesteps per day;
    # 366 is the number of days in a leap year, chosen here because
    # standard load profils of 2016 are used;
    # the total number of timesteps is therefore 96*366 = 35136;

    # initialise energysystem, date, time increment

    logging.info('Initialise the Energysystem')
```

```
date_time_index = pd.date_range('1/1/2016', periods=number_timesteps,
                                freq='15min')

energysystem = solph.EnergySystem(timeindex=date_time_index)

time_step = 0.25

# a 15 minutes time step equals 0.25 hours;

# read data file

full_filename = os.path.join(os.path.dirname(__file__), filename)
data = pd.read_csv(full_filename, sep=",")

#####
# DEFINITION OF TO-BE-OPTIMISED STRUCTURES
#####

# definition of the investigated (financial) period for which the optimisation
# is performed;
# needs to be the same for all objects whose costs are taken into account;

n = 50

# financial period in years for which equivalent periodical costs of
# different options are compared;

# definition of the specific investment costs of those objects whose size is
# optimised; here, the electric grid connection and the electrical storage;
# the electric grid connection considered here comprises the local mv-lv trans-
# former plus the respective share of the entire up-stream grid;
# as a consequence of oemof allowing to handle only positive flow values, the
```

```
# grid connection needs to be modelled twice: a "collecting half" for the electric
# power flow from the local lv-grid to a far point in the up-stream grid (it
# collects electricity generated in areas where generation exceeds the demand at
# a given moment), and a "supplying half" for the inverse flow from that far
# point to the local grid (it supplies areas where the demand exceeds the
# generation at a given moment);
```

```
invest_grid = 500
```

```
# assumed specific investment costs of the electric transformer linking the
# low voltage and the medium voltage grid including respective share of
# up-stream grid costs in €/kW;
# the value is taken from a real price (about 200000 €) paid by an investor
# for grid connection of about 400 kW active power provision capacity (at the
# low-voltage side of the transformer) set up for a new large load in a
# rural area; this amount contains essentially upstream grid costs;
# source: oral communication from a private investor;
```

```
invest_el_lv_1_storage = 300
```

```
# assumed specific investment costs of electric energy storage system in €/kWh
# figure reflects roughly specific investment costs of lithium-ion batteries;
# source: Sterner/Stadler, Energiespeicher, p. 600 (indicates 170 - 600 €/kWh)
```

```
# definition of parameters entering in the calculation of the equivalent
# periodical costs (epc) of the electric transformer and the up-stream grid;
```

```
wacc = 0.05
```

```
# assumed weighted average cost of capital;
```

```
u_grid = 50
```

```
# assumed technical lifetime of electric transformer and up-stream grid;
```

```
cost_decrease_grid = 0
```

```
# indicates the relative annual decrease of investment costs;
```

```
# allows calculating the cost of a second or any further investment
```

```
# a certain number of years after the first one;
```

```
# here, only one investment in the electric transformer and up-stream grid
```

```
# is considered to be made here within the financial period;
```

```
# hence, there is no cost decrease and the variable takes the value zero;
```

```
oc_rate_grid = 0.02
```

```
# percentage of initial investment costs assumed for calculation of
```

```
# specific annual fixed operational costs of electric transformer and
```

```
# up-stream grid;
```

```
oc_grid = oc_rate_grid * invest_grid
```

```
# specific annual fixed operational costs of electric transformer and
```

```
# up-stream grid in €/kW of active power provision capacity;
```

```
# calculation of specific equivalent periodical costs (epc) i.e. the annual costs
```

```
# equivalent to the investment costs (annuity) plus the fixed operational costs
```

```
# of the electric transformer and the up-stream grid per kW of active power
```

```
# provision capacity;
```

```
sepc_grid = economics_BAUM.epc(invest_grid, n, u_grid, wacc,
```

```
cost_decrease_grid, oc_grid)
```

```
# specific equivalent periodical costs of transformer and of up-stream grid
```

in €/kW;

definition of parameters entering in the calculation of the equivalent

periodical costs of the electric energy storage system;

u_el_lv_1_storage = 5

assumed technical lifetime of electric energy storage system

cost_decrease_el_lv_1_storage = 0.1

assumed annual cost decrease rate for newly installed electric energy

storage systems; reflects roughly learning curve for lithium-ion battery

storage systems in 2010-2016;

oc_rate_el_lv_1_storage = 0.02

percentage of specific initial investment costs assumed for calculation of

specific annual fixed operational costs of electric storage system;

oc_el_lv_1_storage = oc_rate_el_lv_1_storage * invest_el_lv_1_storage

specific annual fixed operational costs of electric storage system in €/kWh;

calculation of specific equivalent periodical costs (sepc in €/kWh/year)

i.e. the specific annual costs equivalent to the investment costs (annuity)

plus the fixed operational costs of the electric energy storage system;

```
sepc_el_lv_1_storage = economics_BAUM.epc(invest_el_lv_1_storage, n,
                                             u_el_lv_1_storage, wacc,
                                             cost_decrease_el_lv_1_storage,
                                             oc_el_lv_1_storage)
```

```
kS_el = sepc_el_lv_1_storage
```

```
# equivalent specific annual costs of electric energy storage system in €/kWh;  
# refers to nominal storage capacity;
```

```
# calculation of income from provision of primary balancing power by electric  
# energy storage system; income is subtracted from equivalent periodical costs;
```

```
prl_on = 1
```

```
# if primary balancing power is planned to be provided by the energy storage,  
# set value "1", otherwise "0";
```

```
prl_weeks = 13
```

```
# number of entire weeks for which primary balancing power is planned to be  
# provided
```

```
prl_income = 2.4 * prl_on * prl_weeks
```

```
# corresponds to specific annual income per kWh of nominal electric energy  
# storage capacity, i.e. expressed in €/kWh, generated by provision  
# of primary balancing power in Germany at a remuneration of 3000 €/week by  
# an energy storage with a charge/ discharge rate of at least 1 MW per MWh  
# of storage capacity operated between 10% and 90% of its nominal capacity;
```

```
sepc_el_lv_1_storage = sepc_el_lv_1_storage - prl_income
```

```
kS_el_netto = sepc_el_lv_1_storage
```

```
# net specific equivalent periodical costs of electric energy storage system
```

```
# taking into account income generated from provision of primary balancing  
# power;
```

```
#####
# CREATION OF OEMOF STRUCTURE
#####
```

```
logging.info('Constructing GridCON energy system structure')
```

```
#####
# CREATION OF BUSES REPRESENTING ENERGY DISTRIBUTION
#####
```

```
b_el_mv = solph.Bus(label="b_el_mv")
```

```
# creates medium voltage electric grid
```

```
b_el_lv = solph.Bus(label="b_el_lv")
```

```
# creates low voltage electric grid
```

```
#####
# CREATION OF SOURCE OBJECTS
#####
```

```
solph.Source(label='mv_source', outputs={b_el_mv: solph.Flow()})
```

```
# represents aggregated electric generators at a far point in the up-stream  
# grid; here, no limit is considered for this source;
```

```
solph.Source(label='el_lv_7_pv', outputs={b_el_lv:
```

```

solph.Flow(actual_value=data['pv'], nominal_value = 1, fixed=True)})

# represents aggregated pv power plants in investigated area which are looked
# at as a single source of energy;
# "outputs={b_el_lv: ...}" defines that this source is connected to the
# low voltage grid;
# "solph.Flow ..." defines properties of this connection: actual_value get
# the pv generation data for all time intervals from csv-file;
# "nominal_value = 1" signifies that pv generation data do not need further
# processing, they are already absolute figures in kW;
# "fixed=True" signifies that these data are not modified by the solver;

solph.Source(label='el_lv_6_grid_excess', outputs={b_el_lv: solph.Flow(
    variable_costs = 100000000)})>

# dummy producer of electric energy connected to low voltage grid;
# introduced to ensure energy balance in case no other solution is found;
# extremely high variable costs ensure that source is normally not used;

#####
# CREATION OF SINK OBJECTS
#####

solph.Sink(label='el_mv_sink', inputs={b_el_mv: solph.Flow()})

# represents aggregated consumers at a far point in the up-stream grid;
# here, it is assumed that no limit exists for this sink;

solph.Sink(label='el_lv_2_base_load', inputs={b_el_lv:
    solph.Flow(actual_value=data['demand_el'], nominal_value= 1, fixed=True)})

# represents base load in low voltage (lv) electric grid;

```

```
# "inputs={b_el_lv: ...}" defines that this sink is connected to the
# low-voltage electric grid;
# "solph.Flow ..." defines properties of this connection: actual_value
# gets the base load data for all time intervals from csv-file;
# "nominal_value = 1" signifies that base load data do not need further
# processing, they are already absolute figures in kW;
# "fixed=True" signifies that these data are not modified by the solver;

solph.Sink(label='el_lv_3_machine_load', inputs={b_el_lv:
    solph.Flow(actual_value=data['machine_load'],
               nominal_value= 1, fixed=True)}))

# represents electrified agricultural machine connected to lv-grid;
# "inputs={b_el_lv: ...}" defines that this sink is connected to the
# low voltage electric grid;
# "solph.Flow ..." defines properties of this connection: actual_value
# gets the electrified agricultural machine load data for all time
# intervals from csv-file;
# "nominal_value = 1" signifies that base load data do not need further
# processing, they are already absolute figures in kW;
# "fixed=True" signifies that these data are not modified by the solver;

cost_electricity_losses = 6.5E-2

# (unit) cost that a farmer or equivalent investor in grid extension and/or
# electric energy storage pays for 1 kWh of electric energy which is lost;
# the value of 0.065 €/kWh corresponds to assumed average cost of electricity
# in a future energy system with predominant generation from PV and wind
# power plants;

curtailment = solph.Sink(label='el_lv_4_excess_sink', inputs={b_el_lv:
    solph.Flow(variable_costs = cost_electricity_losses)})
```

```

# represents curtailment of electric energy from PV plants, i.e. that part
# of possible PV electricity generation which is actually not generated by
# tuning the PV power electronics such that the output is reduced below the
# instantaneous maximum power;
# "inputs={b_el_lv: ...}" defines that this "sink" is connected to the
# low voltage electric grid;
# "solph.Flow ..." defines properties of this connection: variable_costs
# are set at costs of electricity which is lost;

```

```
#####
# CREATION OF TRANSFORMER OBJECTS
#####
```

```

# as a consequence of oemof allowing to handle only positive flow values, the local
# mv-lv transformer needs to be modelled by two different objects, one for the
# electric power flow from the local lv-grid to a far point in the up-stream grid,
# one for the inverse flow from that far point to the local grid;
# each (!) of the two objects represents, for the respective power flow direction,
# not only the local mv-lv transformer, but the whole grid infrastructure between
# a virtual power supplier/ sink at a far point in the up-stream grid and the
# local lv-grid, including all grid lines and voltage transformation steps;

```

```
grid_loss_rate = 0.0685
```

```

# rate of losses within the entire up-stream grid including the local
# transformer;
# the value of 6.85% reflects average grid losses in Germany from January
# to September 2017;
# source: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html
# [last retrieved on 16 November 2017];

```

```
grid_eff = 1 - grid_loss_rate
```

```
# effective efficiency of power transmission in the up-stream grid;
```

```
transformer_mv_to_lv = solph.LinearTransformer(label="transformer_mv_to_lv",
    inputs={b_el_mv: solph.Flow(variable_costs =
        (grid_loss_rate * cost_electricity_losses))},
    outputs={b_el_lv: solph.Flow(investment=solph.Investment
        (ep_costs=0.5 * sepc_grid))},
    conversion_factors={b_el_lv: grid_eff})
```

represents the "supplying half" of the whole up-stream grid including the
"mv-to-lv electric transformer", i.e. that "half" of the
physical local transformer linking the low and medium voltage grid
"in the direction mv -> lv";
"input" designates source bus of electricity, here: medium-voltage grid;
variable costs are cost of electricity lost within one time interval in
the up-stream grid and transformer; they are a fraction of the electricity
generated at a far point in the up-stream grid times the cost of
electricity which gets lost;
"output" designates destination bus of electricity, here: low-voltage grid;
fixed grid costs (epc), i.e. costs of "supplying half" of local transformer
and up-stream grid are attributed to output, because it is the lv-side
whose size has to be determined in the optimisation process;
the conversion factor defines the ratio between the output flow, here the
electricity flowing from the local transformer into the low-voltage grid,
and the input flow, here the electricity injected into the up-stream grid
at a far point;

```
transformer_lv_to_mv = solph.LinearTransformer(label="transformer_lv_to_mv",
    inputs={b_el_lv: solph.Flow(investment =
```

```
    solph.Investment(ep_costs = 0.5 * sepc_grid)}},  
    outputs={b_el_mv: solph.Flow(variable_costs =  
        (cost_electricity_losses*grid_loss_rate/grid_eff)}},  
    conversion_factors = {b_el_mv: grid_eff})
```

```
# represents the "collecting half" of the whole up-stream grid including the  
# local "lv-to-mv electric transformer", i.e. that "half" of the  
# physical local transformer linking the low and medium voltage grid  
# "in the direction lv -> mv";  
# "input" designates source bus of electricity, here: low-voltage grid;  
# fixed grid costs (epc), i.e. the epc of the "collecting half" of local  
# transformer and up-stream grid are attributed to input, because it is  
# the lv-side whose size needs to match the rest of the modelled system;  
# "output" designates the destination bus of electricity,  
# here: medium-voltage grid;  
# variable costs are cost of electricity lost within one time interval in  
# the transformer and up-stream grid; they are a fraction of the electricity  
# generated in the modelled system and fed into the up-stream grid times the  
# cost of electricity which gets lost;  
# the conversion factor defines the ratio between the output flow, here the  
# electric power flow consumed at a far point in the up-stream grid, and the  
# input flow, here the electricity flowing from the low-voltage grid into the  
# transformer;
```

```
#####
# CREATION OF STORAGE OBJECTS
#####

icf = 0.95

ocf = 0.95

# charging (icf) and discharging efficiency of the electric energy storage;
# the values reflect the efficiency of a lithium-ion battery with typical
# input, respectively output electronic converters;

el_storage_conversion_factor = icf * ocf

# approximate term for effective efficiency of electric energy storage system
# used for calculating the costs of electricity lost in the electric energy
# storage system; for this purpose, and only for this purpose, self-discharge
# losses are neglected;

solph.Storage(label='el_lv_1_storage',
    inputs={b_el_lv: solph.Flow(variable_costs = cost_electricity_losses
        *(1-el_storage_conversion_factor))}, outputs={b_el_lv: solph.Flow()},
    capacity_min = 0.1, capacity_max = 0.9,
    nominal_input_capacity_ratio = 1,
    nominal_output_capacity_ratio = 1,
    inflow_conversion_factor = icf, outflow_conversion_factor = ocf,
    capacity_loss = 0.0000025,
    investment=solph.Investment(ep_costs = sepc_el_lv_1_storage))

# represents electric energy storage (input and output are electricity)
# "input" designates source of electricity charging the storage, here the
# low voltage electricity grid, "output" the same for sink of electricity
```

```

# discharged from the storage;
# "capacity_min" and "capacity_max" designate, respectively, the minimum and
# maximum state of charge of the storage, related to its maximum energy
# content;
# values are typical for operation of lithium-ion batteries in practical
# applications;
# "inflow_conversion_factor" and "outflow_conversion_factor" designate,
# respectively, the efficiency of the charging and discharging process;
# "capacity_loss" reflects the self-discharge of the storage per timestep as
# a fraction of the energy contained in the storage in the preceding timestep;
# the value 0.0000025 (0.00025%) corresponds to the self-discharge within
# 15 minutes, respectively 0.024% per day; that is in the midth of the
# typical range of 0,008-0,041% per day for lithium-ion batteries
# source: Sterner/Stadler, Energiespeicher, p. 600;

```

```

#####
# OPTIMISATION OF THE ENERGY SYSTEM
#####

```

```
logging.info('Optimise the energysystem')
```

```
# initialise the operational model
```

```
om = solph.OperationalModel(energysystem)
```

```
# adding constraint
```

```
my_block = environ.Block()
```

```
def connect_invest_rule(m):
```

```
    expr = (om.InvestmentFlow.invest[b_el_lv, transformer_lv_to_mv] ==
            om.InvestmentFlow.invest[transformer_mv_to_lv, b_el_lv])
```

```

return expr

my_block.invest_connect_constr = environ.Constraint(
    rule=connect_invest_rule)
om.add_component('ConnectInvest', my_block)

# defines that upper limit for energy flow from electric transformer to
# medium voltage grid equals upper limit for energy flow from transformer
# to low voltage;
# the fact that the maximum is addressed instead of the value in a specific
# timestep is reflected by the string ".invest" in the name of the objects;

# if debug is true an lp-file will be written

if debug:
    filename = os.path.join(
        helpers.extend_basic_path('lp_files'), 'GridCON.lp')
    logging.info('Store lp-file in {}'.format(filename))
    om.write(filename, io_options={'symbolic_solver_labels': True})

# if tee_switch is true solver messages will be displayed

logging.info('Solve the optimisation problem')
om.solve(solver=solver, solve_kwarg={'tee': tee_switch})

# Visualisation of results

el_lv_1_storage = energysystem.groups['el_lv_1_storage']

print(' ')
print('CAPACITY OF GRID CONNECTION')
print('#####')

```

```
print(' ')
print('Grid collection capacity: ', energysystem.results
      [ b_el_lv][transformer_lv_to_mv].invest, 'kW')
print('Grid supply capacity:    ', energysystem.results
      [ transformer_mv_to_lv][b_el_lv].invest, 'kW')
print(' kN:           ', sepc_grid, '€/kW')
print(' ')
print('CAPACITY OF ELECTRIC ENERGY STORAGE')
print('#####')
print(' ')
print('Storage capacity:     ', energysystem.results
      [el_lv_1_storage][el_lv_1_storage].invest, 'kWh')
print(' kS:           ', kS_el, '€/kWh')
print(' PRL income:     ', prl_income, '€/kWh')
print(' kS_netto:       ', kS_el_netto, '€/kWh')
print(' ')
print('COST BREAKDOWN')
print('#####')
print(' ')
print('Fixed grid costs:    ', om.InvestmentFlow.investment_costs(),'€')
print('Fixed storage costs:  ', om.InvestmentStorage.investment_costs(),
      '€')
print('Total fixed costs:    ', om.InvestmentFlow.investment_costs() +
      om.InvestmentStorage.investment_costs(), '€')
print(' ')
print('Costs of grid losses: ', sum(energysystem.results[b_el_mv]
      [transformer_mv_to_lv]) * cost_electricity_losses
      * grid_loss_rate * time_step
      + sum(energysystem.results[b_el_lv][transformer_lv_to_mv])
      * cost_electricity_losses * grid_loss_rate * time_step,'€')
print('Costs of storage losses: ', sum(energysystem.results[b_el_lv]
      [el_lv_1_storage]) * cost_electricity_losses *
```

```

(1-el_storage_conversion_factor) * time_step, '€')

print('Costs of curtailment: ', sum(energysystem.results[b_el_lv]
    [curtailment]) * cost_electricity_losses * time_step, '€')

print('Total variable costs: ', om.Flow.variable_costs(), '€')
print(' ')
print('Total annual costs ', om.InvestmentFlow.investment_costs()
    + om.InvestmentStorage.investment_costs()
    + om.Flow.variable_costs(), '€')

print('-----')
print('Objective function: ', energysystem.results.objective, '€')
print('Accordance: ', (om.InvestmentFlow.investment_costs()
    + om.InvestmentStorage.investment_costs()
    + om.Flow.variable_costs())
    / energysystem.results.objective*100, '%')

print(' ')
print('#####')
print(' ')
print(' ')
return energysystem

#####
# GENERATION OF CSV-FILE
#####

def create_csv(energysystem):

    results = outputlib.ResultsDataFrame(energy_system=energysystem)
    results.bus_balance_to_csv(bus_labels=['b_el_lv'],
        output_path='results_as_csv_LV_Net')

def run_GridCON_example(**kwargs):
    logger.define_logging()

```

```
esys = optimise_storage_size(**kwargs)

if plt is not None:
    create_csv(esys)

if __name__ == "__main__":
    run_GridCON_example()
```

8 Kostenoptimale Auslegung der Ortsnetzanschlussleistung und Energiespeicherkapazität

8.1 Kostenoptimale Leistung des Ortsnetzanschlusses

Abb. 11 zeigt die mit dem Programm GridCON_storage.py ermittelte Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher in Abhängigkeit von den Situationsparametern, das heißt in Abhängigkeit vom Jahresgrundverbrauch im Ortsnetz und vom PV-Sättigungsgrad. Über einen weiten Bereich liegt diese Ortsnetzanschlussleistung zwischen 1.126 und 1.402 kW und damit bis zu 74 kW unter oder bis zu 202 kW über, sprich in der Nähe der maximalen Leistungsaufnahme der Landmaschine (LM).

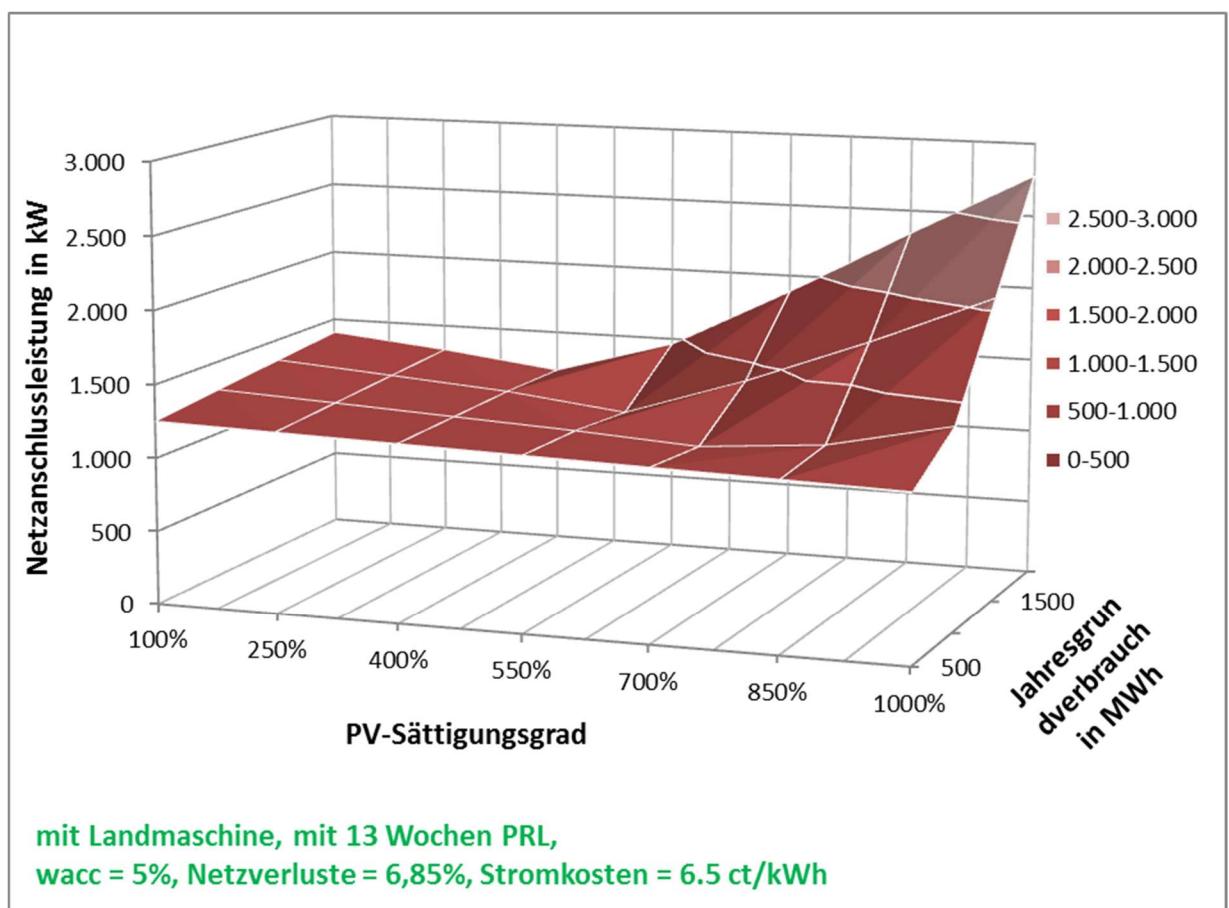


Abb. 11 Erforderliche Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher (mit LM, 13 Wochen PRL)

Wie Gl. (17) zeigt, wird die obere Schranke für die Ortsnetzanschlussleistung für PV-Sättigungsgrade $S < S_g$ durch die Leistungsaufnahme der Landmaschine bestimmt. Der Grenzsättigungsgrad S_g hängt

selbst vom Jahresgrundverbrauch im Ortsnetz ab. Der Zusammenhang ist in Abb. 12 für einen Jahresgrundverbrauch zwischen 500 MWh und 2.000 MWh dargestellt. für alle PV-Sättigungsgrade < 400 % und für alle betrachteten Werte des PV-Sättigungsgrads zwischen 100 % und 1.000 % bei einem Jahresgrundverbrauch von 500 MWh ist $S < S_g$. Damit bestimmen gemäß Gl. (17) in allen diesen Situationen die Summe aus maximaler Grundlast und maximaler Leistungsaufnahme der Landmaschine die obere Schranke für die Ortsnetzanschlussleistung, in den anderen Situationen wird diese durch die maximale Grundlast und den PV-Sättigungsgrad bestimmt.

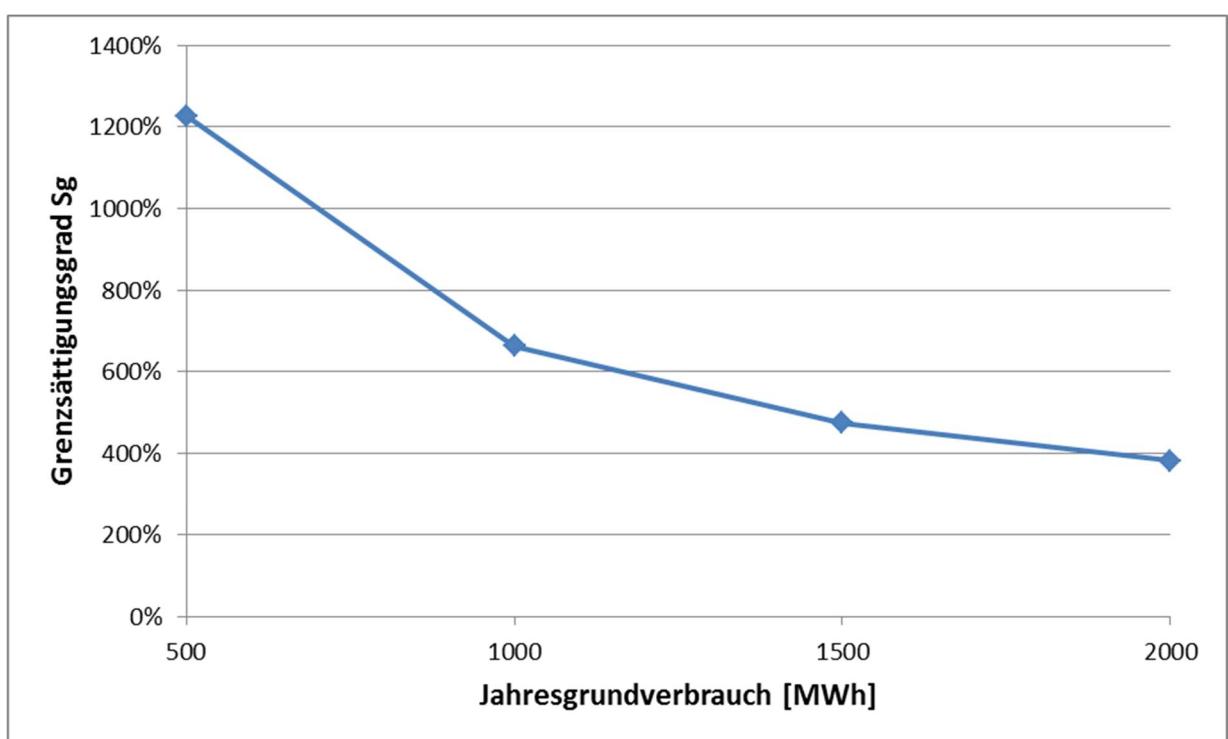


Abb. 12 Grenzsättigungsgrad S_g in Abhängigkeit von Jahresgrundverbrauch E_{L2} (mit LM)

Abb. 13 zeigt nun die nach Gl. (17) berechnete obere Schranke für die Ortsnetzanschlussleistung für die betrachteten Werte der Situationsparameter. Der Vergleich mit Abb. 11 zeigt, dass die schlichte überschlägige Betrachtung der oberen Schranke für die Ortsnetzanschlussleistung, die in Abschnitt 4.1.2 vorgenommen worden ist, und welche gleich der erforderlichen Leistung des Ortsnetzanschlusses ist, wenn kein Energiespeicher installiert ist, bereits sehr gut auch die Abhängigkeit der kostenoptimalen Ortsnetzanschlussleistung von den Situationsparametern wiedergibt. Die wesentlich aufwändigeren Optimierungsberechnungen mit oemof, die im Wesentlichen den Einfluss eines Energiespeichers berücksichtigt, führt wie erwartet zu geringeren Werten der erforderlichen Ortsnetzanschlussleistung, aber nicht zu wesentlich anderen Zusammenhängen.

Die Differenz zwischen der durch einfache Abschätzung ermittelten oberen Schranke und dem mit GridCON_storage.py ermittelten Wert der Ortsnetzanschlussleistung gibt wieder, wie stark diese durch eine kostenoptimale Kombination mit einem Energiespeichers verringert werden kann. Die

relative Verringerung liegt zwischen 4 % für $E_{L2} = 500 \text{ MWh}$ und $S = 100 \%$ und 38 % für $E_{L2} = 2.000 \text{ MWh}$ und $S = 550 \%$.

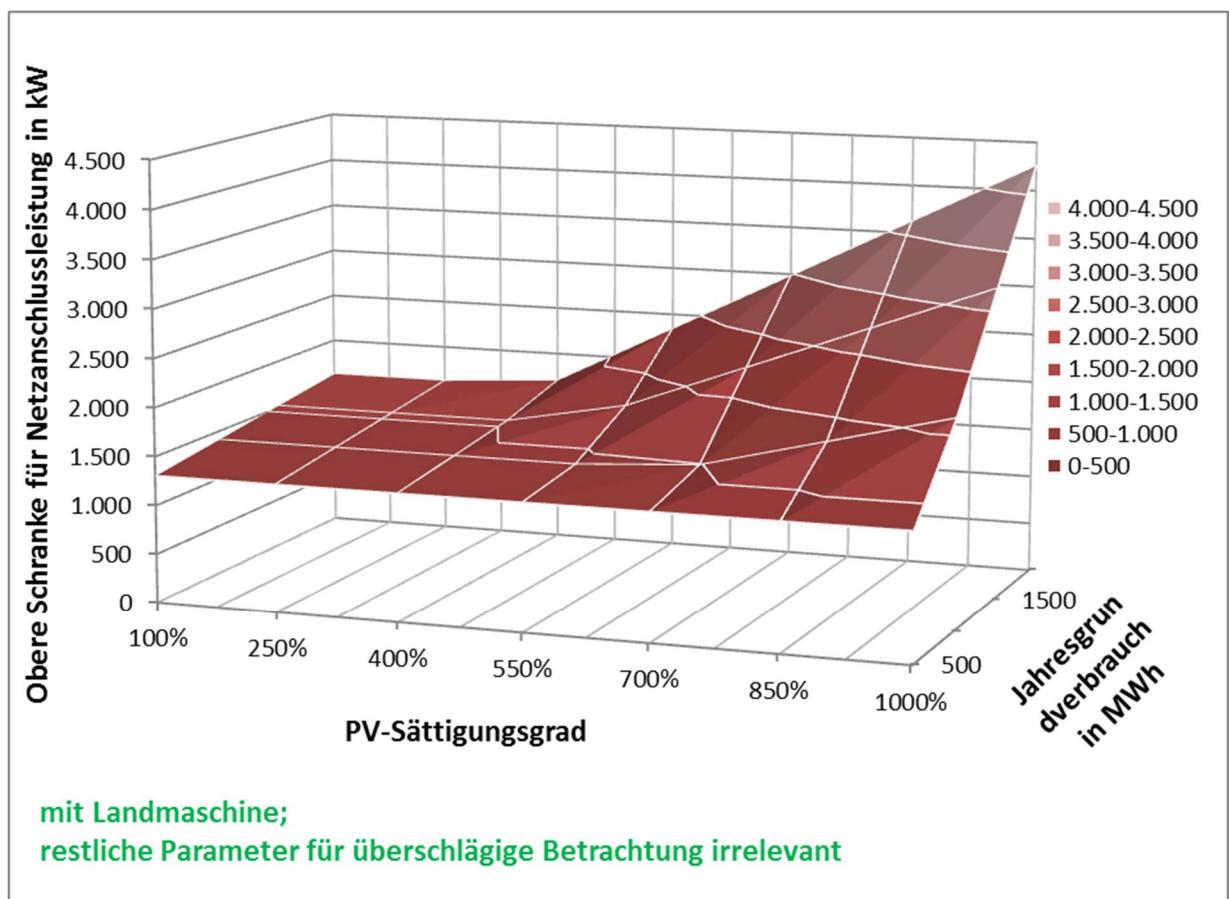


Abb. 13 Obere Schranke für erforderliche Ortsnetzanschlussleistung (mit LM)

Tab. 4 zeigt die relative Verringerung für alle hier berücksichtigten Situationsparameterwerte im Überblick, Tab. 5 das Verhältnis von PV-Jahreshertrag, E_{PV} , zum Jahresgesamtenergieverbrauch, $E_{L2}+E_{LM}$, im Ortsnetz berechnet nach der aus Gl. (3) abgeleiteten folgenden Formel:

$$\text{Gl. (39)} \quad E_{PV}/(E_{L2} + E_{LM}) = (0,351 \cdot S + 0,179) \cdot \left(1 - \frac{E_{LM}}{E_{L2} + E_{LM}}\right)$$

Nimmt der Quotient auf der linken Seite der Gleichung den Wert von 100 % an, entspricht dies der Situation bilanzieller Deckung des Bedarfs an elektrischer Energie im Ortsnetz, den Bedarf der Landmaschine miteinbezogen, durch im Ortsnetz angeschlossene PV-Anlagen.

Tab. 4: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher (mit LM, 13 Wochen PRL)

	500	1000	1500	2000
100%	4%	8%	11%	14%
250%	6%	11%	15%	19%
400%	7%	14%	19%	28%
550%	9%	17%	36%	38%
700%	11%	24%	37%	37%
850%	12%	34%	37%	35%
1000%	14%	36%	35%	35%

Tab. 5: Verhältnis von PV-Jahresertrag zu Jahresgesamtverbrauch im Ortsnetz (mit LM, unabhängig von PRL)

	500	1000	1500	2000
100%	12%	20%	25%	29%
250%	24%	39%	50%	57%
400%	36%	59%	74%	86%
550%	48%	78%	99%	114%
700%	60%	98%	124%	143%
850%	72%	118%	149%	171%
1000%	84%	137%	173%	200%

Ein Vergleich von Tab. 4 und Tab. 5 zeigt, dass das Potenzial die Ortsnetzanschlussleistung durch eine kostenoptimale Kombination mit einem Energiespeicher zu verkleinern dann am größten ist, wenn die PV-Jahreserzeugung den Jahresgesamtverbrauch an elektrischer Energie im Ortsnetz leicht übersteigt. Ist die PV-Jahreserzeugung gering im Vergleich zum Jahresgesamtverbrauch, ist auch das Potenzial gering, die Ortsnetzanschlussleistung durch einen kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher zu verkleinern. Ebenso ist dieses Potenzial etwas geringer als im Maximum, wenn die PV-Jahreserzeugung den Jahresgesamtverbrauch deutlich übersteigt.

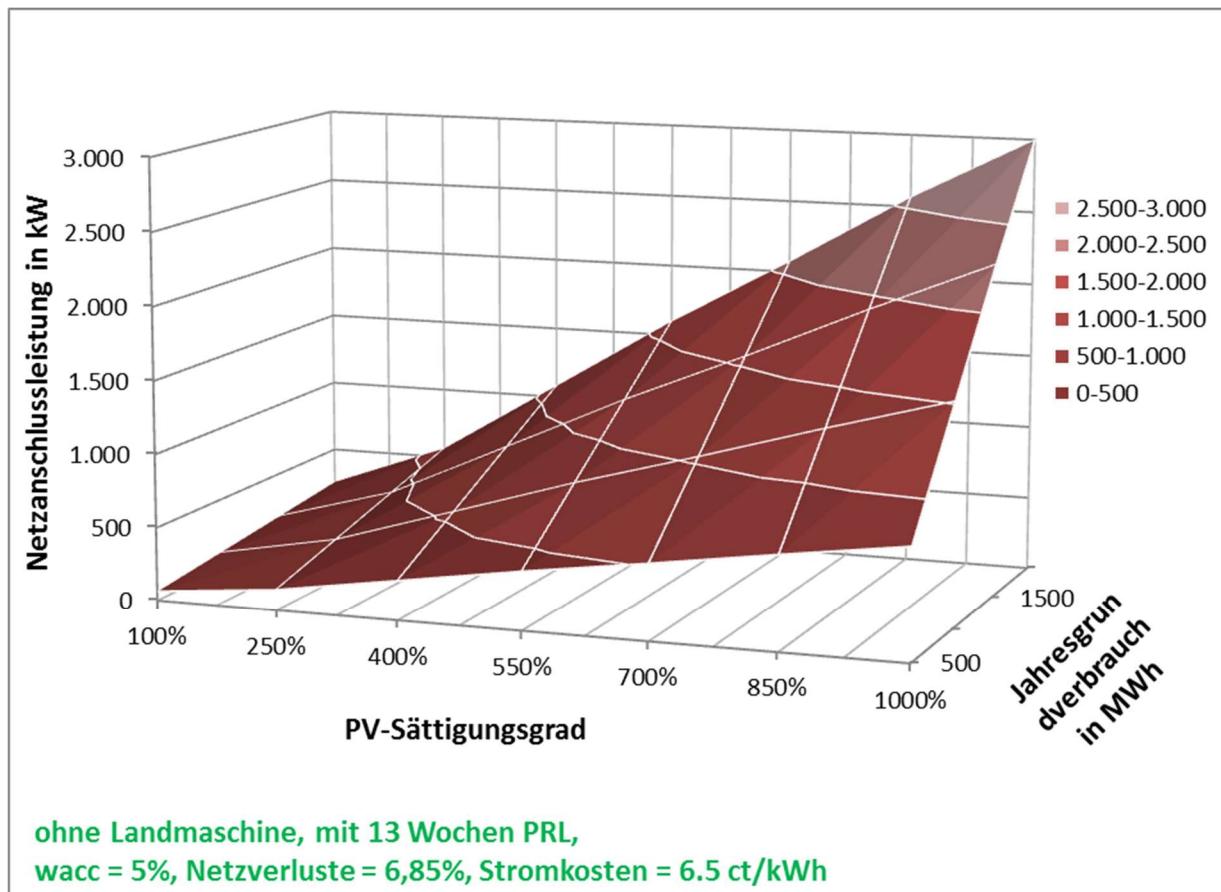


Abb. 14 Erforderliche Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher (ohne LM, 13 Wochen PRL)

Abb. 14 zeigt analog zu Abb. 11 die erforderliche Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher für alle betrachteten Situationsparameter, für den Fall, dass keine Landmaschine zum Einsatz kommt. Sie ist für $E_{L2} = 500 \text{ MWh}$ und $S = 100\%$ fast null und steigt ungefähr linear sowohl mit dem Jahresgrundverbrauch als auch mit dem PV-Sättigungsgrad. Abb. 15 zeigt im Vergleich dazu die nach Gl. (18) ermittelte obere Schranke für die Ortsnetzanschlussleistung. Wie im Fall mit Landmaschine hängt diese in ähnlicher Weise von den Situationsparametern ab wie die Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher.

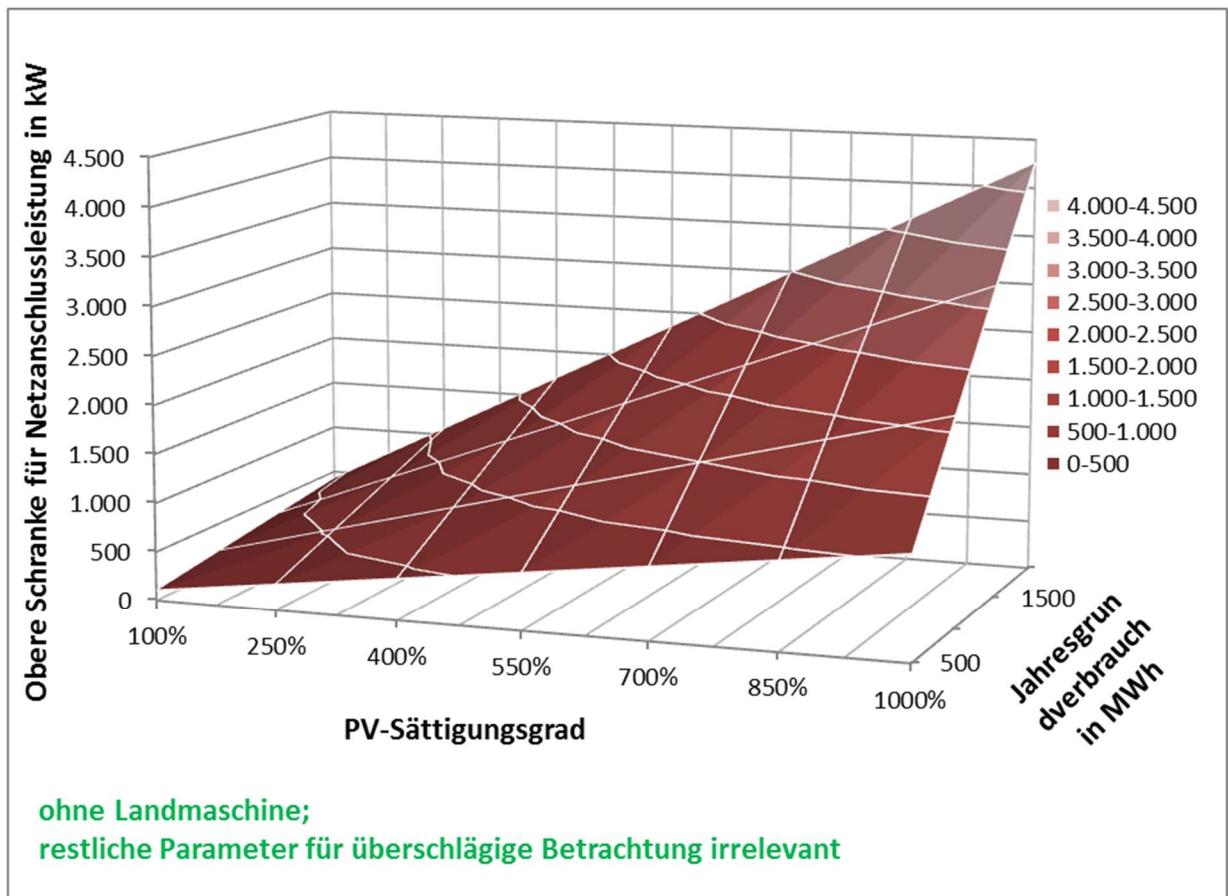


Abb. 15 Obere Schranke für erforderliche Ortsnetzzuschlussleistung (ohne LM)

Der Grenzsättigungsgrad S_g ist hier für alle Situationsparameter 100 % und die obere Schranke für die Ortsnetzzuschlussleistung wird gemäß Gl. (18) durch die Werte der Situationsparameter bestimmt. Die relative Verringerung der Ortsnetzzuschlussleistung durch eine kostenoptimale Kombination mit einem Energiespeicher ist in Tab. 6 gezeigt. Im Vergleich dazu zeigt

Tab. 7 das Verhältnis von PV-Jahresertrag zum Jahresgesamtenergieverbrauch im Ortsnetz berechnet nach der aus Gl. (3). Wieder ist das Potenzial, den Ortsnetzzuschlusses durch einen kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher zu verkleinern dann am größten, wenn der PV-Jahresertrag den Gesamtjahresenergieverbrauch (da ohne Landmaschine hier gleich dem Jahresgrundverbrauch) im Ortsnetz leicht übersteigt.

Tab. 6: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher (ohne LM, 13 Wochen PRL)

	500	1000	1500	2000
100%	40%	40%	40%	40%
250%	47%	47%	47%	47%
400%	37%	37%	37%	37%
550%	32%	32%	32%	32%
700%	31%	31%	31%	31%
850%	29%	29%	29%	29%
1000%	29%	29%	29%	29%

Tab. 7: Verhältnis von PV-Jahresertrag zu Jahresgesamtverbrauch im Ortsnetz (ohne LM)

	500	1000	1500	2000
100%	53%	53%	53%	53%
250%	106%	106%	106%	106%
400%	158%	158%	158%	158%
550%	211%	211%	211%	211%
700%	263%	263%	263%	263%
850%	316%	316%	316%	316%
1000%	369%	369%	369%	369%

Abb. 16 und Abb. 17 zeigen die Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher, jeweils mit und ohne Landmaschine für den Fall, dass der Energiespeicher nicht zur Bereitstellung von PRL verwendet wird und die entsprechenden Einnahmen entfallen. Die Graphiken sind jeweils mit Abb. 11 und Abb. 14 zu vergleichen, welche die entsprechenden Ergebnisse für den Fall zeigen, dass der Energiespeicher 13 Wochen pro Jahr zur Bereitstellung von PRL eingesetzt wird. Tab. 8 und Tab. 9 zeigen dazu jeweils die relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher im Vergleich zu einer Auslegung ohne Energiespeicher, wenn die erforderliche Ortsnetzanschlussleistung gleich ihrer oberen Schranke ist. Wie im Fall mit 13 Wochen PRL-Bereitstellung senkt ein kostenoptimal ausgelegter Energiespeicher die erforderliche Ortsnetzanschlussleistung am stärksten, wenn die Erzeugung von elektrischer Energie aus PV-Anlagen im Ortsnetz in der Jahresbilanz den Gesamtverbrauch elektrischer Energie im Ortsnetz leicht übersteigt.

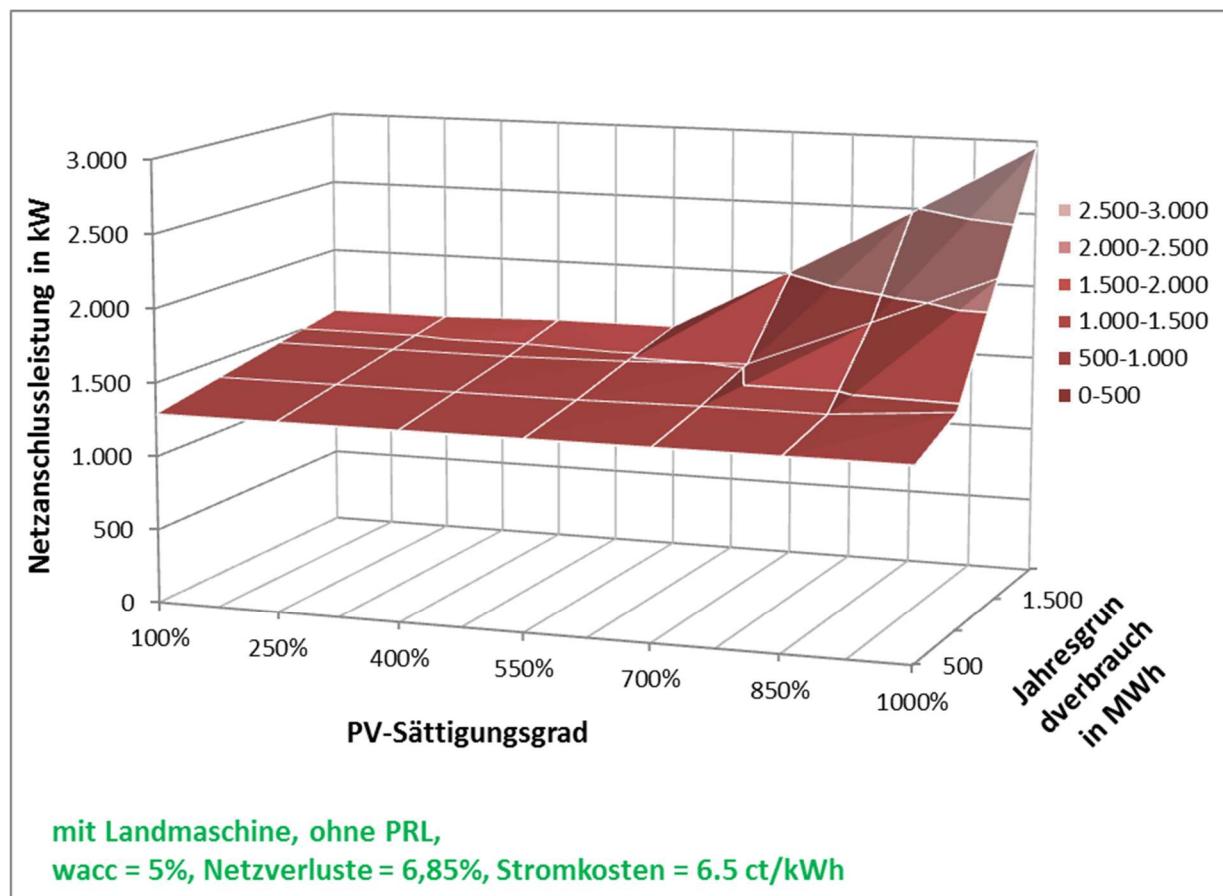


Abb. 16 Erforderliche Ortsnetzanschlussleistung bei kostenoptimaler Kombination mit einem Energiespeicher (mit LM, ohne PRL)

Tab. 8: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimale Kombination mit einem Energiespeicher (mit LM, ohne PRL)

	500	1000	1500	2000
100%	1%	3%	4%	5%
250%	1%	3%	4%	5%
400%	1%	3%	4%	8%
550%	1%	3%	16%	33%
700%	1%	7%	32%	32%
850%	1%	23%	32%	32%
1000%	1%	32%	31%	31%

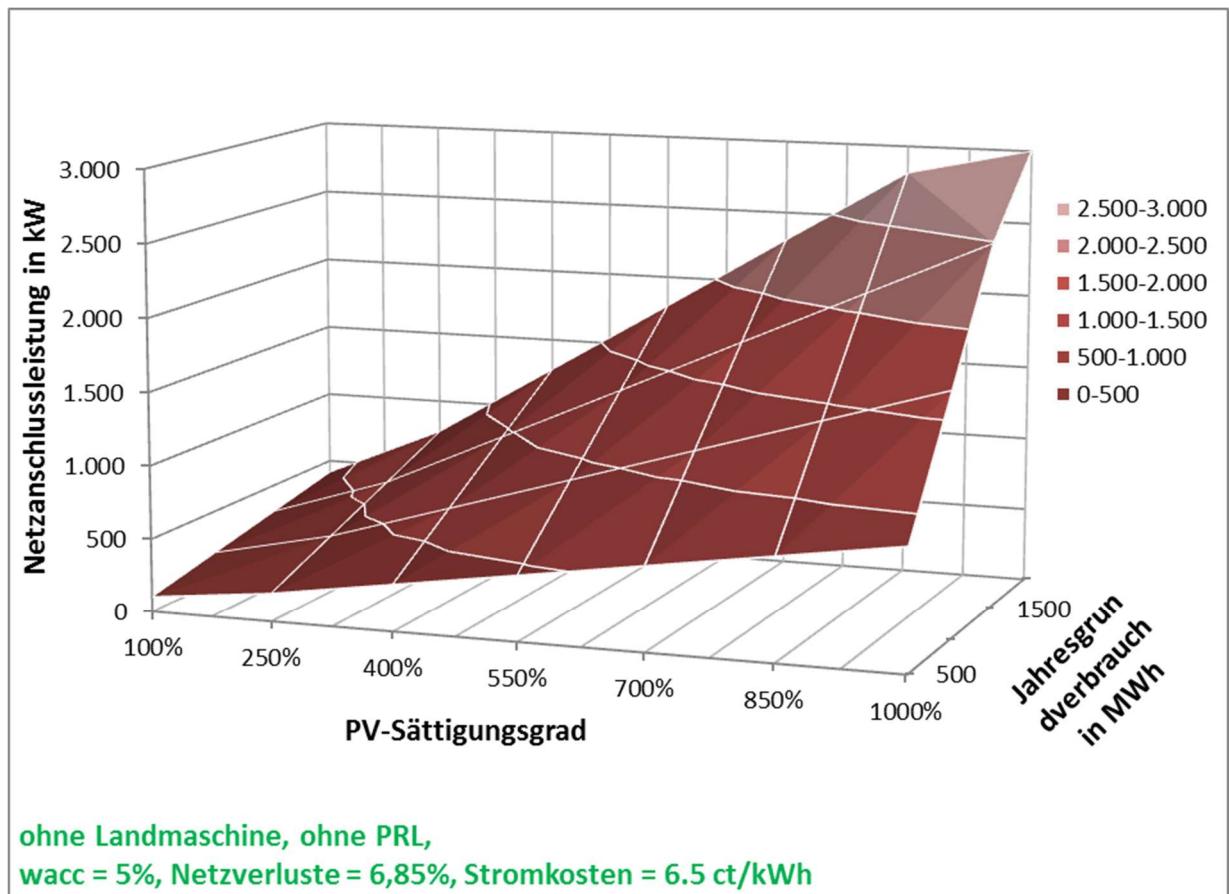


Abb. 17 Kostenoptimale Ortsnetzanschlussleistung (ohne LM, ohne PRL)

Tab. 9: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung durch kostenoptimal ausgelegten Energiespeicher (ohne LM, ohne PRL)

	500	1000	1500	2000
100%	3%	3%	3%	3%
250%	28%	28%	28%	28%
400%	25%	25%	25%	25%
550%	24%	24%	24%	24%
700%	23%	23%	23%	23%
850%	22%	22%	22%	22%
1000%	22%	22%	22%	22%

8.2 Kapazität eines kostenoptimalen Ortsnetzanschlusses ergänzenden Energiespeichers

Abb. 18 zeigt die erforderliche Kapazität eines kostenoptimalen mit dem Ortsnetzanschluss kombinierten Energiespeichers in Abhängigkeit von den Situationsparametern für den Fall, dass die Landmaschine in Betrieb ist und der Energiespeicher 13 Wochen im Jahr zur Bereitstellung von PRL verwendet wird. Die Kapazität steigt wie zu erwarten sowohl mit dem Jahresgrundverbrauch als auch mit dem PV-Sättigungsgrad an, da beides dazu führt, das größere Energiemengen im Ortsnetz bewegt werden. Über weite Strecken ist der Anstieg linear. Bei hohen PV-Sättigungsgraden kommt es jedoch zu einer Abflachung des Anstiegs, so dass die Kapazität eines kostenoptimalen mit dem Ortsnetzanschluss kombinierten Energiespeichers fast nicht mehr ansteigt. In diesen Bereichen steigt dagegen die ABREGELUNG an, wie exemplarisch für einen Jahresgrundverbrauch von 1.000 MWh aus Abb. 22 abgelesen werden kann. Sprich, bei sehr hohen PV-Sättigungsgraden ist es kostenoptimal, einen kleinen Teil der PV-Erzeugung abzuregeln, weil dies gestattet, in Summe andere Kosten stärker zu begrenzen als die abgeregelte Energie wert ist. Dies schlägt sich hier in der Begrenzung der Kapazität des Energiespeichers nieder.

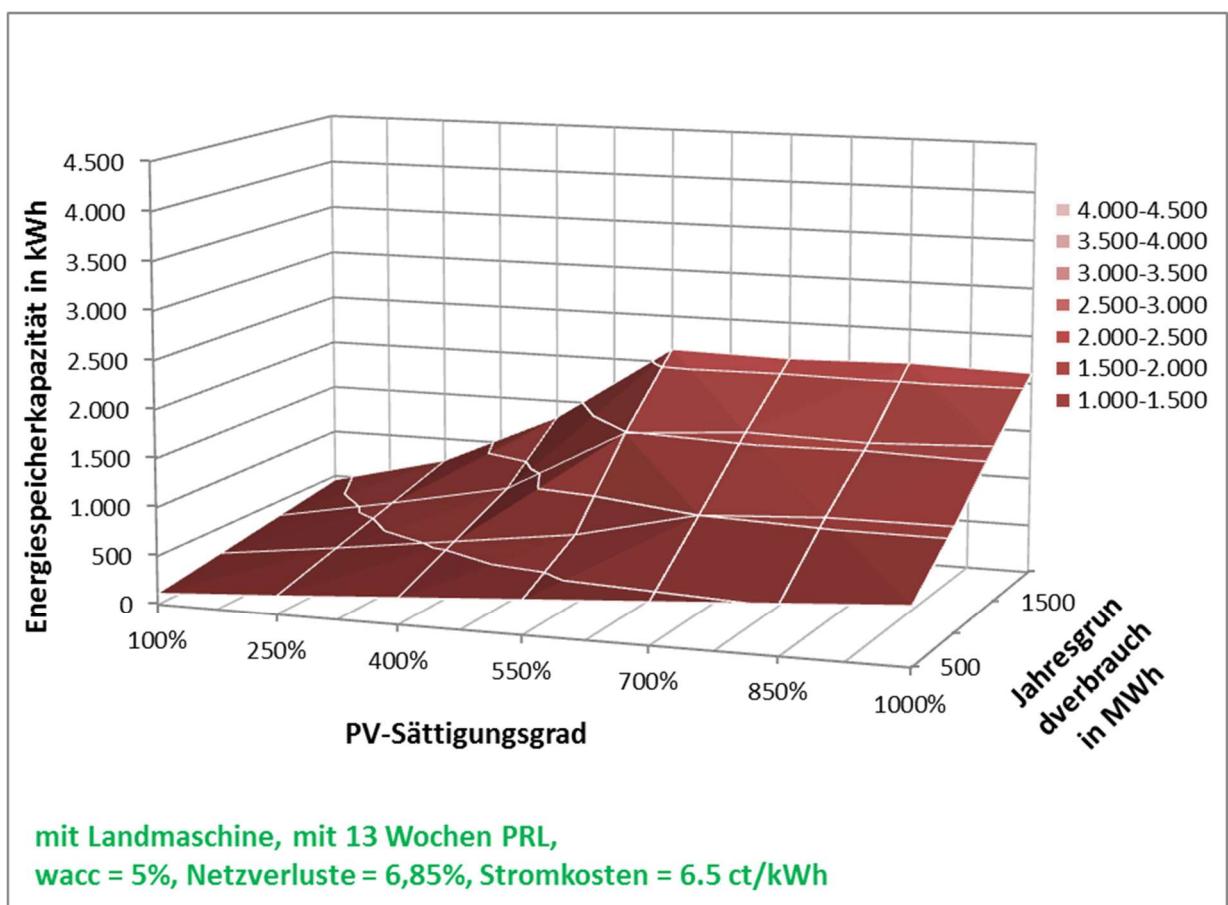


Abb. 18 Kapazität eines kostenoptimalen Ortsnetzanschlusses ergänzenden Energiespeichers (mit LM, 13 Wochen PRL)

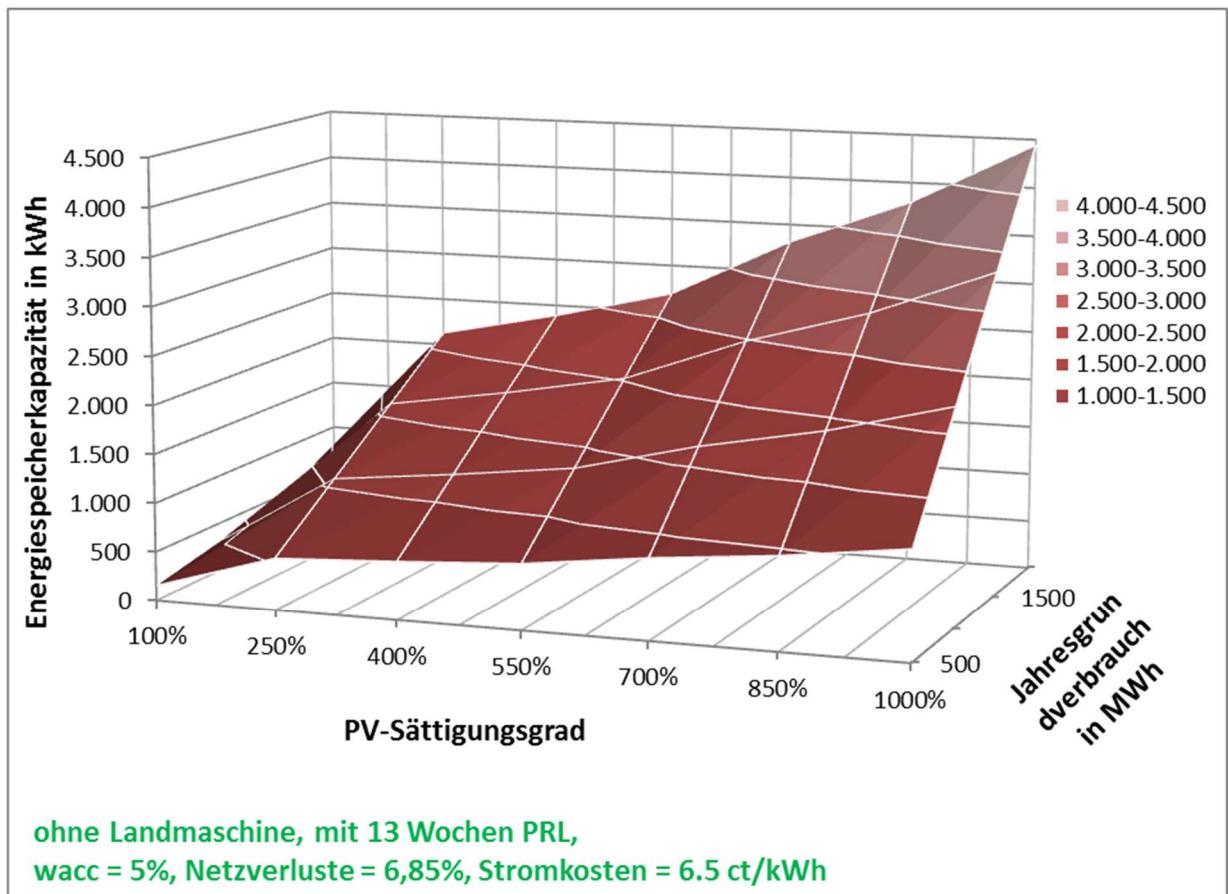


Abb. 19 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers (ohne LM, 13 Wochen PRL)

Abb. 19 zeigt die erforderliche Kapazität eines kostenoptimal mit dem Ortsnetzanschluss kombinierten Energiespeichers in Abhängigkeit von den Situationsparametern für den Fall, dass keine Landmaschine in Betrieb ist und der Energiespeicher 13 Wochen im Jahr zur Bereitstellung von PRL verwendet wird. Insgesamt ist diese größer, teils deutlich größer als im Fall mit Landmaschine. Sprich, der Einsatz der Landmaschine führt zu einem deutlich kleineren Energiespeicher, wogegen er wie oben gezeigt in den meisten Fällen zu einem größeren Ortsnetzanschluss führt.

Der Energiespeicher ermöglicht sowohl mit als auch ohne Landmaschine die Ortsnetzanschlussleistung kleiner auszulegen als deren obere Schranke. Dies geschieht dadurch, dass in Viertelstundenintervallen, in denen der Energieüberschuss im Ortsnetz größer ist, als der kostenoptimal ausgelegte Ortsnetzanschluss abführen kann, der Energiespeicher beladen wird und in Viertelstundenintervallen, in denen das Energiedefizit im Ortsnetz größer ist, als der Ortsnetzanschluss zuführen kann, der Energiespeicher entladen wird. Da die Be- und Entladeleistung des Energiespeichers im Rahmen der hier präsentierten Simulation auf die Nennkapazität des Energiespeichers geteilt durch eine Stunde begrenzt wurde, kann der Energiespeicher die Ortsnetzanschlussleistung maximal um diesen Wert verringern. Die erforderliche Ortsnetzanschlussleistung kann jedoch auch dadurch verringert werden,

dass PV-Leistung abgeregelt wird. Dies begrenzt die erforderliche Ortsnetzanschlussleistung jedoch nur in Situationen eines großen Energieüberschusses im Ortsnetz.

Tab. 10: Relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung im Vergleich zur maximalen Ein- bzw. Ausspeicherleistung (mit LM, 13 Wochen PRL)

	500	1000	1500	2000
100%	50%	50%	50%	50%
250%	40%	40%	40%	49%
400%	36%	36%	66%	39%
550%	33%	49%	50%	57%
700%	32%	37%	56%	88%
850%	31%	58%	93%	98%
1000%	35%	71%	76%	106%

Tab. 11: Abgeregelte PV-Energie vs Gesamterzeugung (mit LM, 13 Wochen PRL)

	500	1000	1500	2000
100%	0%	0%	0%	0%
250%	0%	0%	0%	0%
400%	0%	0%	0%	0%
550%	0%	0%	2%	2%
700%	0%	0%	3%	3%
850%	0%	2%	4%	4%
1000%	0%	3%	4%	4%

Tab. 10 zeigt für den Fall des Betriebs einer Landmaschine das Verhältnis der Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung zur maximalen Ein- beziehungsweise Ausspeicherleistung, die im Jahresverlauf erreicht wird, für die verschiedenen Kombinationen der Situationsparameterwerte. Tab. 11 zeigt entsprechend das Verhältnis der im Verlauf eines Jahres abgeregelten PV-Energie zur Jahresgesamterzeugung, also der Summe aus PV-Erzeugung und residualer Erzeugung außerhalb des Ortsnetzes. Ein Vergleich beider Tabellen zeigt, dass in nur einer der betrachteten Situationen, nämlich bei einer Kombination von einem Jahresgrundverbrauch von 2.000 MWh und einem PV-Sättigungsgrad von 1.000 %, die relative Verringerung der erforderlichen Ortsnetzanschlussleistung größer ist als 100 %, also die absolute Verringerung größer als die maximale Ein- beziehungsweise Ausspeicherleistung. In dieser Situation beträgt die PV-Abregelung 4 % der Gesamterzeugung. In allen anderen Situationen fällt die relative Verringerung der Ortsnetzanschlussleistung geringer aus, teilweise obwohl

zugleich die PV-ABREGELUNG größer als 0 % ist. Für den Fall ohne Landmaschinenbetrieb sind die Ergebnisse der Berechnungen entsprechend.

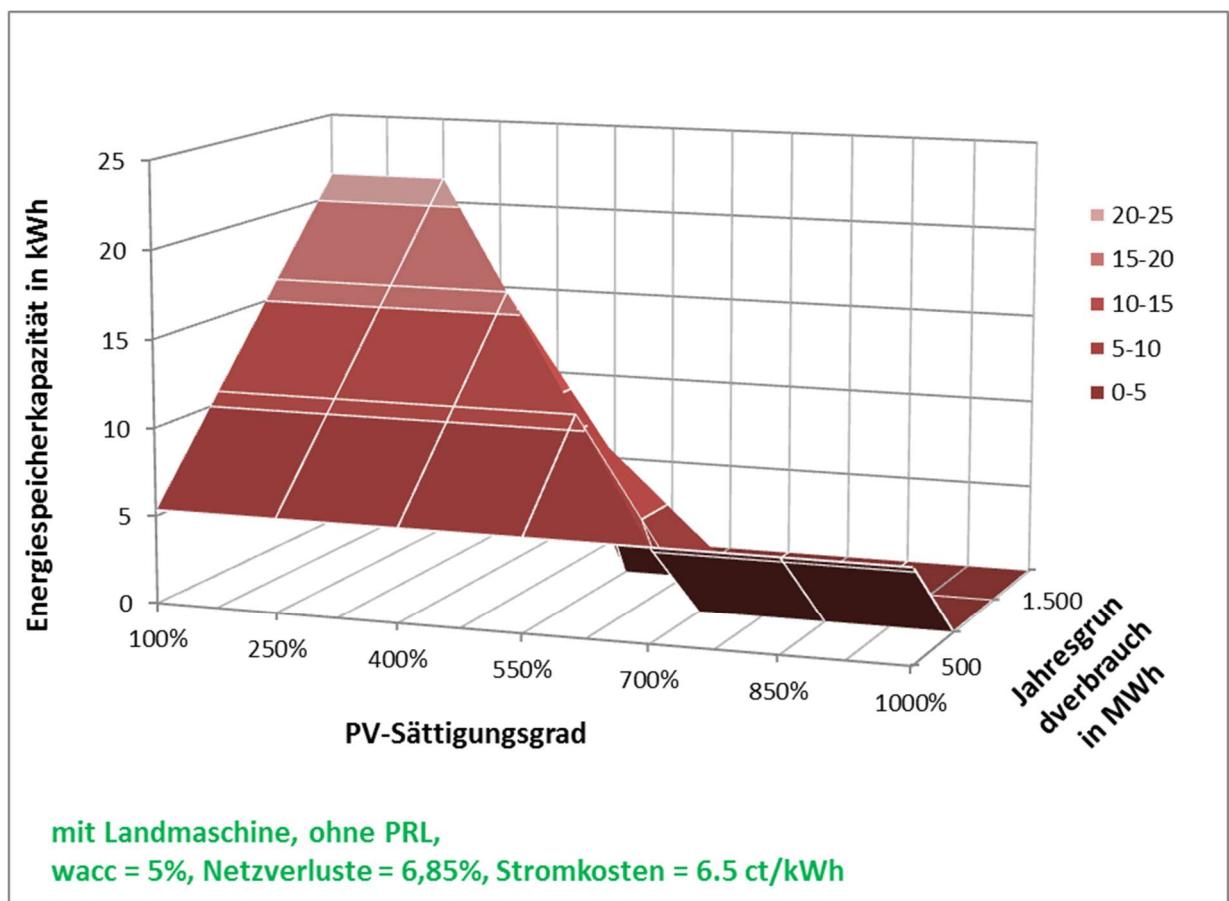


Abb. 20 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers (mit LM, ohne PRL)

Abb. 20 und Abb. 21 zeigen die erforderliche Kapazität eines kostenoptimal mit dem Ortsnetzanschluss kombinierten Energiespeichers in Abhängigkeit von den Situationsparametern für den Fall, dass der Energiespeicher nicht zur Bereitstellung von PRL verwendet wird, einmal mit und einmal ohne Betrieb einer Landmaschine. In beiden Fällen ist der Energiespeicher vernachlässigbar klein. Wie Tab. 8 und Tab. 9 zeigen, ist dabei trotz dieser sehr kleinen Energiespeicher die erforderliche kostenoptimale Ortsnetzanschlussleistung deutlich verringert. Das wird jedoch weniger durch den Energiespeicher als durch Abregelung von PV-Leistung erreicht.

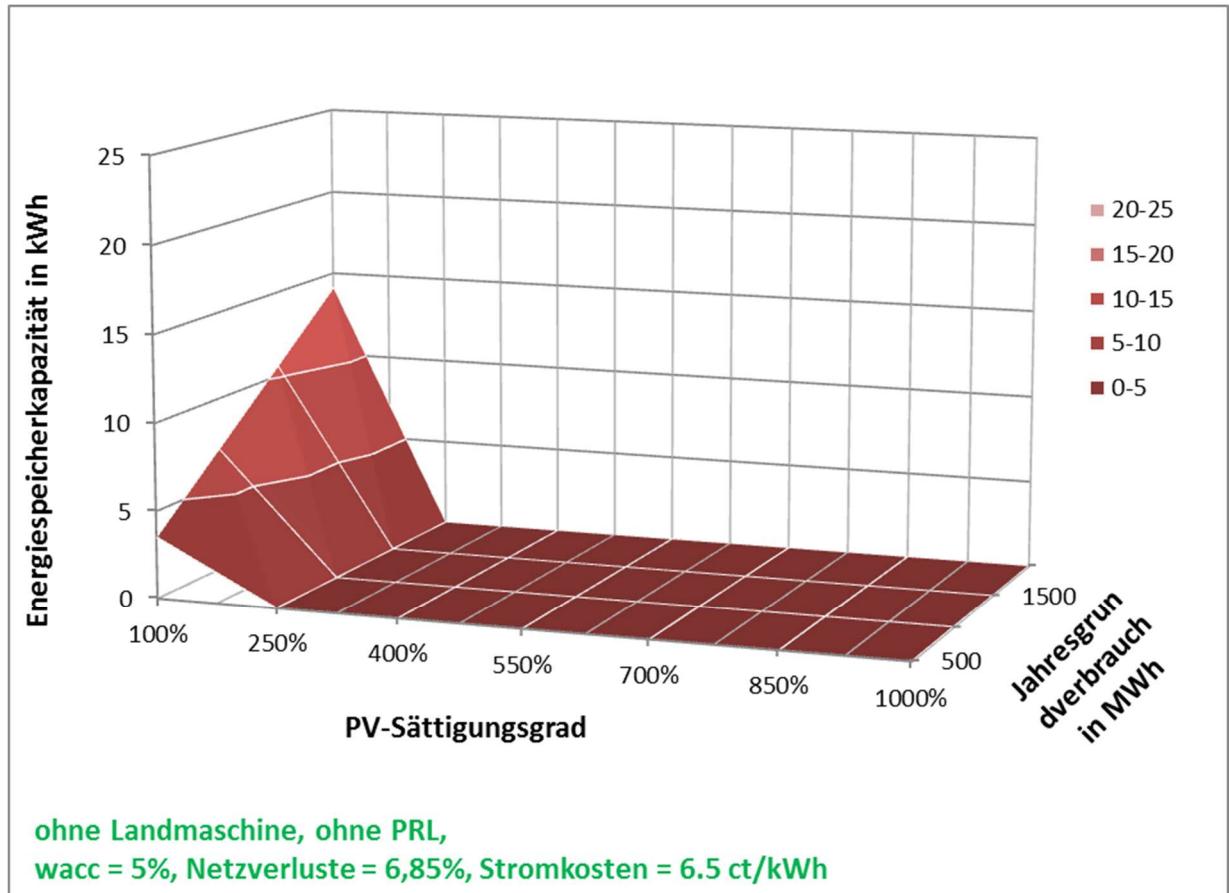


Abb. 21 Kapazität eines kostenoptimal den Ortsnetzanschluss ergänzenden Energiespeichers (ohne LM, ohne PRL)

8.3 Struktur der Energieverluste

Abb. 22 zeigt exemplarisch für einen Jahresgrundverbrauch von 1.000 MWh die Abhängigkeit der Energieverluste im untersuchten Energiesystem vom PV-Sättigungsgrad. Die Energieverluste werden auf die Gesamterzeugung bezogen, also auf die Summe der Energieerzeugung aus PV-Anlagen im Ortsnetz und der Energie aus der residualen Erzeugung in Anlagen außerhalb des Ortsnetzes, welche über den Ortsnetzanschluss den Verbrauchern im Ortsnetz zugeführt wird.

Die Gesamtverluste weisen im Bereich um 550 % ein Minimum auf. Dominiert werden sie von den Netzverlusten. Diese sinken mit wachsendem PV-Sättigungsgrad im gesamten betrachteten Wertebereich. Dies reflektiert, dass mit wachsendem PV-Sättigungsgrad immer weniger Energie über das vorgelagerte Stromnetz transportiert wird und entsprechend immer weniger Übertragungsverluste auftreten. Da bei einem PV-Sättigungsgrad von 716 % bilanziell der Grundverbrauch und der Verbrauch der Landmaschine durch die von den PV-Anlagen im Ortsnetz erzeugte Energie gedeckt ist, wird in erster Näherung im Bereich von diesem PV-Sättigungsgrad am wenigsten Energie über das vorgelagerte Netz bewegt und die Netzverluste sollten ein Minimum aufweisen. Bei höheren PV-Sättigungsgraden sollten sie wieder ansteigen, da dann wieder größere Energiemengen über das

vorgelagerte Netz transportiert werden, nur eben dann überwiegend aus dem Ortsnetz heraus zu residualen Verbrauchern.

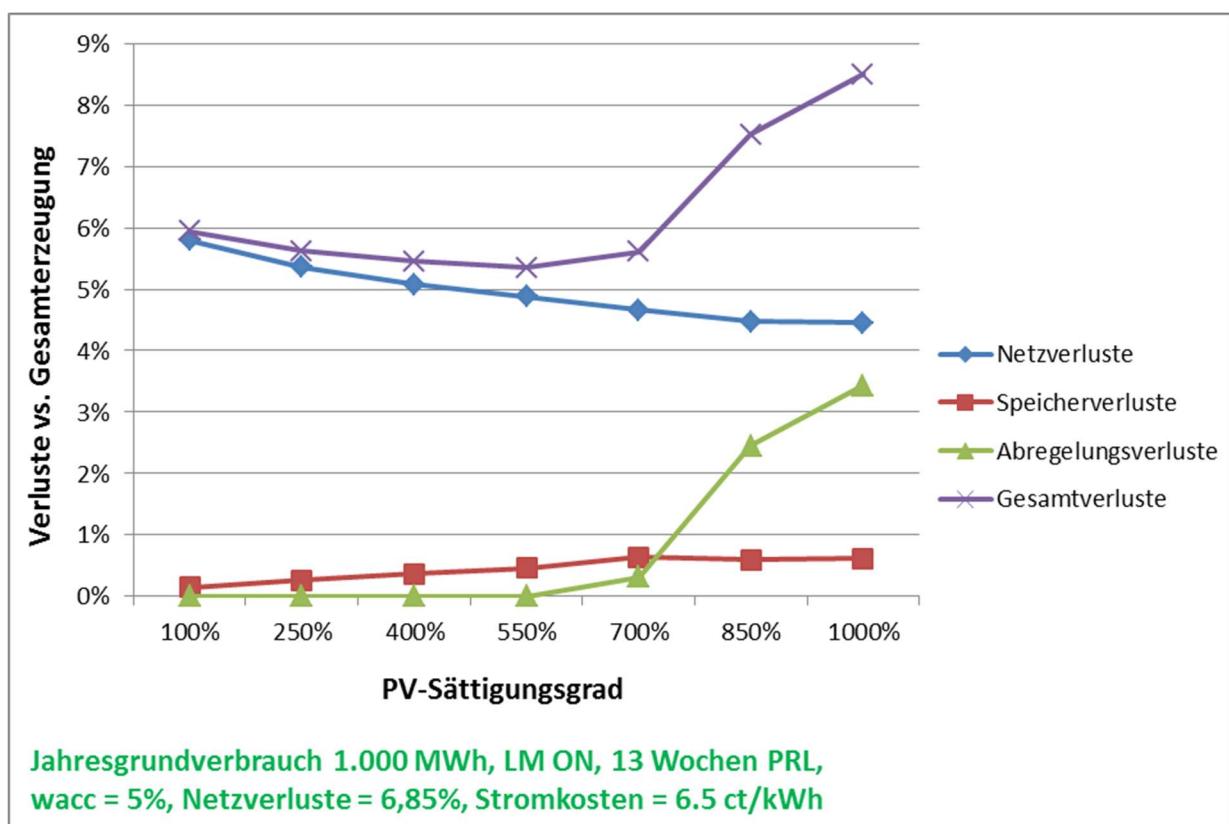


Abb. 22 Struktur der Energieverluste als Funktion des PV-Sättigungsgrads ($E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$, mit LM, 13 Wochen PRL)

Diese Interpretation wird durch den Verlauf der Netzverluste für den Fall ohne Landmaschinenbetrieb bestätigt, welche in Abb. 23 gezeigt ist. In diesem Fall haben die Netzverluste ein Minimum im Bereich eines PV-Sättigungsgrads von 250 %. Für 233 % wird der Verbrauch im Ortsnetz bilanziell durch die Erzeugung aus PV-Anlagen im Ortsnetz gedeckt. Für höhere PV-Sättigungsgrade muss zunehmend Energie aus dem Ortsnetz abtransportiert werden und die Netzverluste steigen an.

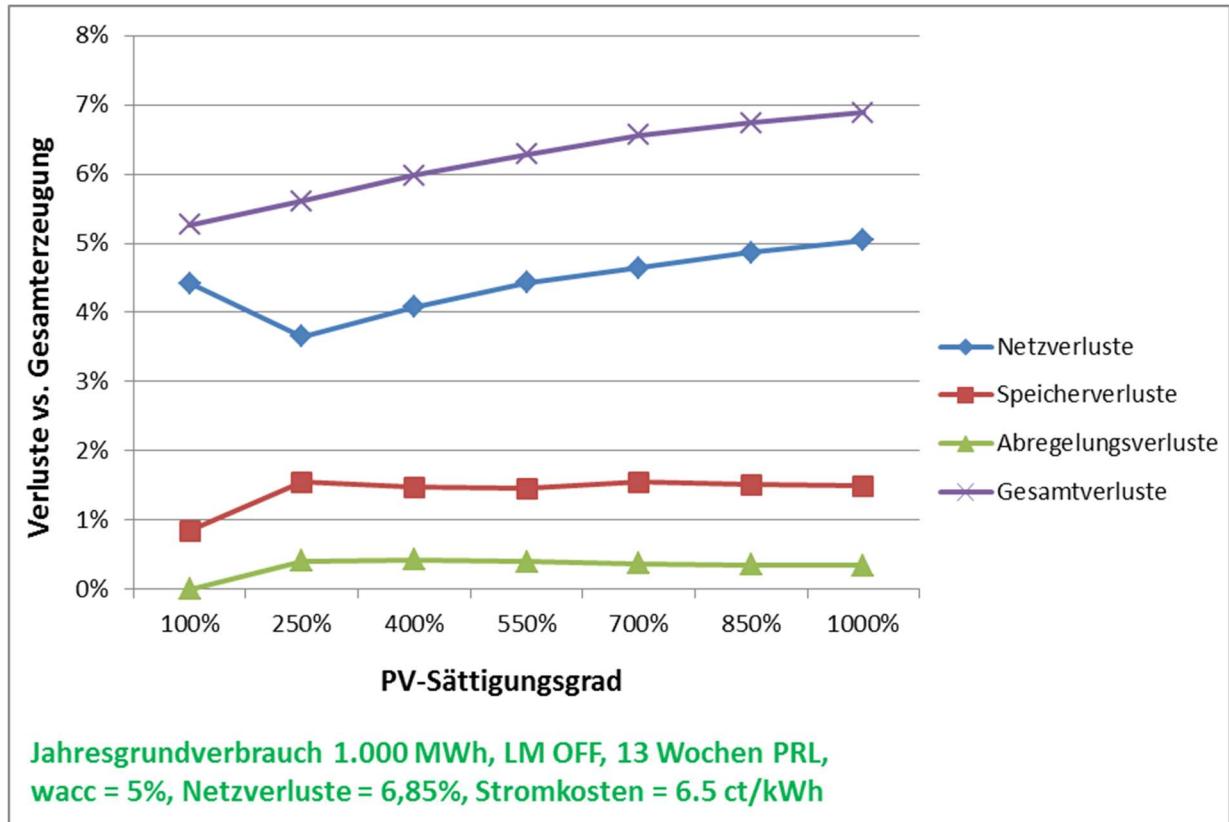


Abb. 23 Struktur der Energieverluste als Funktion des PV-Sättigungsgrads ($E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$, ohne LM, 13 Wochen PRL)

Die Energieverluste im Energiespeicher sind im Fall mit Landmaschinenbetrieb geringer als im Fall ohne. Dies reflektiert, dass bei Landmaschinenbetrieb insgesamt weniger Energie in den Energiespeicher ein- und wieder ausgespeichert wird, weshalb auch die damit verbundenen Energieverluste geringer sind, und korrespondiert mit der geringeren Energiespeicherkapazität im Fall mit Landmaschinenbetrieb.

Die ABREGELUNGSverluste sind bis zu einem PV-Sättigungsgrad von 700 %, das heißt bis hin zu einer sehr hohen Durchdringung des Ortsnetzes mit PV-Anlagen, die ohne Landmaschine einer zweieinhalblichen Deckung des lokalen Verbrauchs und im Fall mit Landmaschine fast eine bilanziellen Volldeckung entspricht, geringer, wenn eine Landmaschine im Einsatz ist. Erst bei noch höheren PV-Sättigungsgraden steigt die kostenoptimale ABREGELUNG dann deutlich an. Das bedeutet, dass durch den Einsatz einer Landmaschine über einen weiten Bereich der Durchdringung ländlicher Ortsnetze mit PV-Anlagen die kostenoptimale Nutzung von PV-Energie vollständiger erfolgt als ohne Landmaschine.

8.4 Kostenstruktur

Abb. 24 zeigt, wieder exemplarisch für einen Jahresgrundverbrauch von 1.000 MWh und den Fall mit Landmaschinenbetrieb, die Abhängigkeit der jährlichen Kosten der Infrastruktur des untersuchten Energiesystems in Euro vom PV-Sättigungsgrad. Mit Gesamtkosten netto sind die Gesamtkosten abzüglich der Einnahmen aus der Bereitstellung von PRL für 13 Wochen im Jahr bezeichnet. Diese steigen mit zunehmendem PV-Sättigungsgrad, weil auch die Kapazität des Energiespeichers und damit die bereitstellbare PRL steigen.

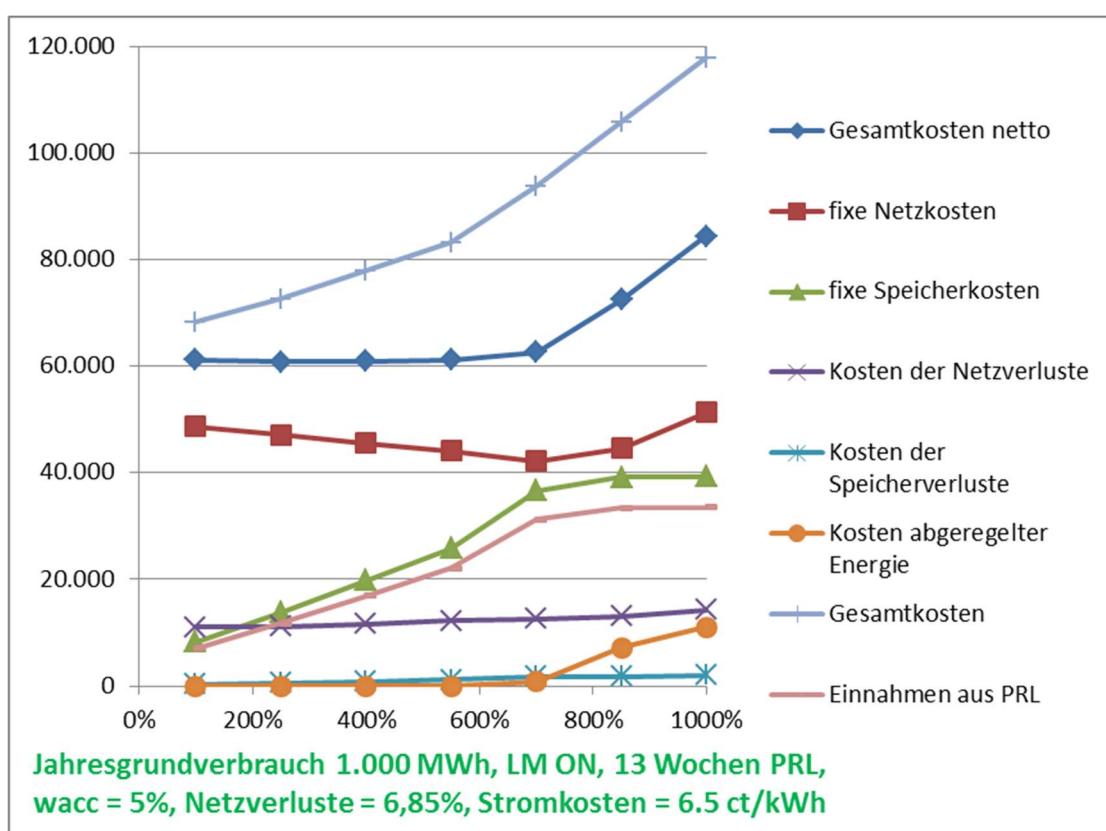


Abb. 24 Kostenstruktur als Funktion des PV-Sättigungsgrads (E_{L2,Jahr} = 1.000 MWh, mit LM, 13 Wochen PRL)

Den größten Teil der Gesamtkosten machen die fixen Netzkosten, also die Summe aus der Annuität der Kosten des Ortsnetzanschlusses und des anteiligen vorgelagerten Netzes zuzüglich deren jährlichen fixen Betriebskosten aus. Allerdings nähert sich der Anteil der Kosten des Energiespeichers denen des Netzes bei hohen PV-Sättigungsgraden an. Der Verlauf beider Teilkostenkategorien reflektiert die Abhängigkeit der Ortsnetzanschlussleistung beziehungsweise Energiespeicherkapazität vom PV-Sättigungsgrad.

Die jährlichen Kosten der Energieverluste, hier identisch mit den gesamten jährlichen variablen Betriebskosten, sind insgesamt klein, wenn auch nicht vernachlässigbar gegenüber den jährlichen fixen Kosten. Ihre Abhängigkeit vom PV-Sättigungsgrad reflektiert die in Abb. 22 gezeigte Abhängigkeit der Energieverluste.

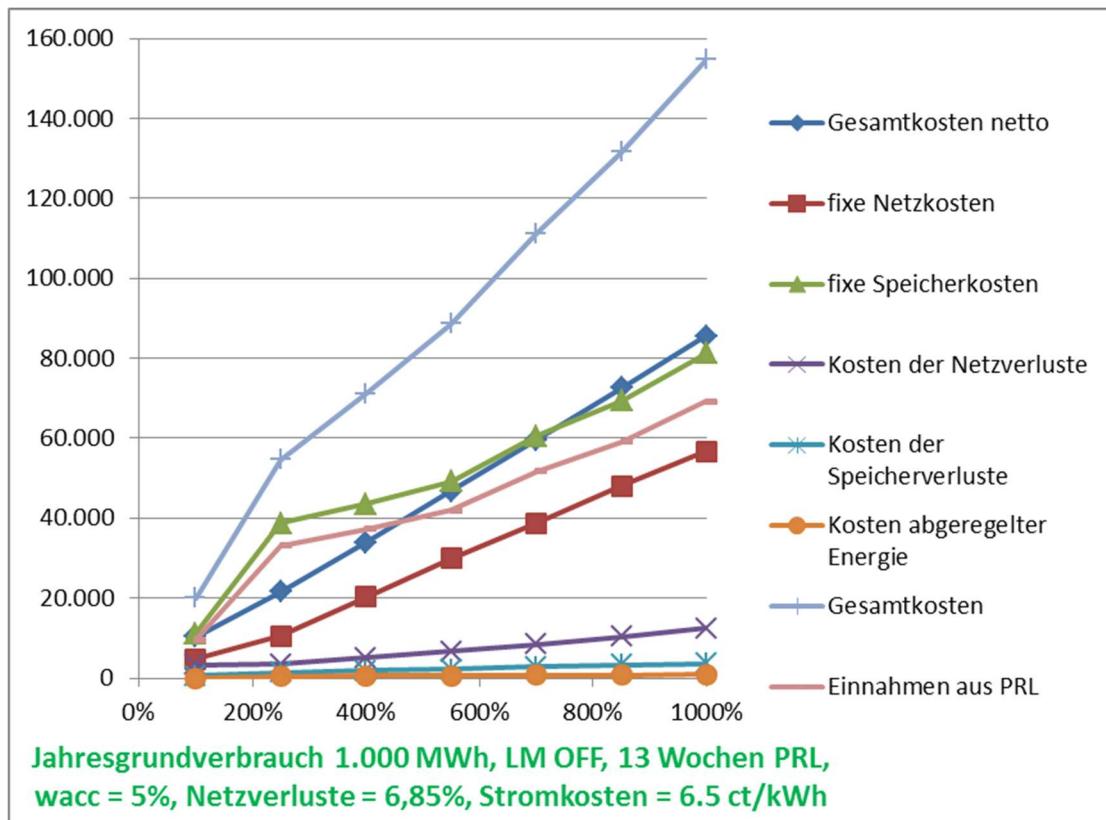


Abb. 25 Kostenstruktur als Funktion des PV-Sättigungsgrads ($E_{L2,Jahr} = 1.000 \text{ MWh}$, ohne LM, 13 Wochen PRL)

Abb. 25 zeigt im Vergleich die Kostenstruktur für den Fall ohne Landmaschine. Unter einem PV-Sättigungsgrad von etwa 400 % sind die Gesamtkosten der Energieinfrastruktur im Fall ohne Landmaschine niedriger als mit, darüber ist es umgekehrt. Der Verlauf der einzelnen Kostenkategorien reflektiert wieder die Auslegung der Komponenten und die auftretenden Energieverluste und deren Abhängigkeit vom PV-Sättigungsgrad.

9 Optimierte Energieflüsse im Ortsnetz

Bei den Berechnungen mit oemof wurden nicht nur kostenoptimierte Kapazitäten des Ortsnetzanschlusses und des Energiespeichers sowie eine kostenoptimierte ABREGELUNGSQUOTE ermittelt, sondern auch viertelstundenscharfe Energieflüsse zwischen Ortsnetzanschluss, Energiespeicher, Landmaschine, Grundverbrauchern und PV-Anlagen im Ortsnetz. Diese werden im Folgenden für den Fall, dass eine Landmaschine zum Einsatz kommt, für einen Jahresgrundverbrauch von 1.000 MWh und einen PV-Sättigungsgrad von 700 % näher betrachtet. Für diese Situationsparameterkombination haben die Berechnungen ergeben, dass ein kleines Maß an ABREGELUNG kostenoptimal ist (vgl. Abb. 22) und die Ortsnetzanschlussleistung und die zu dieser proportionalen fixen Netzkosten ein Minimum aufweisen (vgl. Abb. 24). Ein PV-Sättigungsgrad von 700 % entspricht bei Betrieb einer Landmaschine zudem sehr nahe der Situation bilanzieller Vollversorgung aller Verbraucher inklusive der Landmaschine im Ortsnetz. Die folgende Betrachtung der Energieflüsse dienen u.a. auch der Plausibilisierung der Annahme, dass mit dem Energiespeicher für 13 Wochen im Jahr PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL) bereitgestellt werden und auch über den Ortsnetzanschluss übertragen werde kann.

9.1 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze

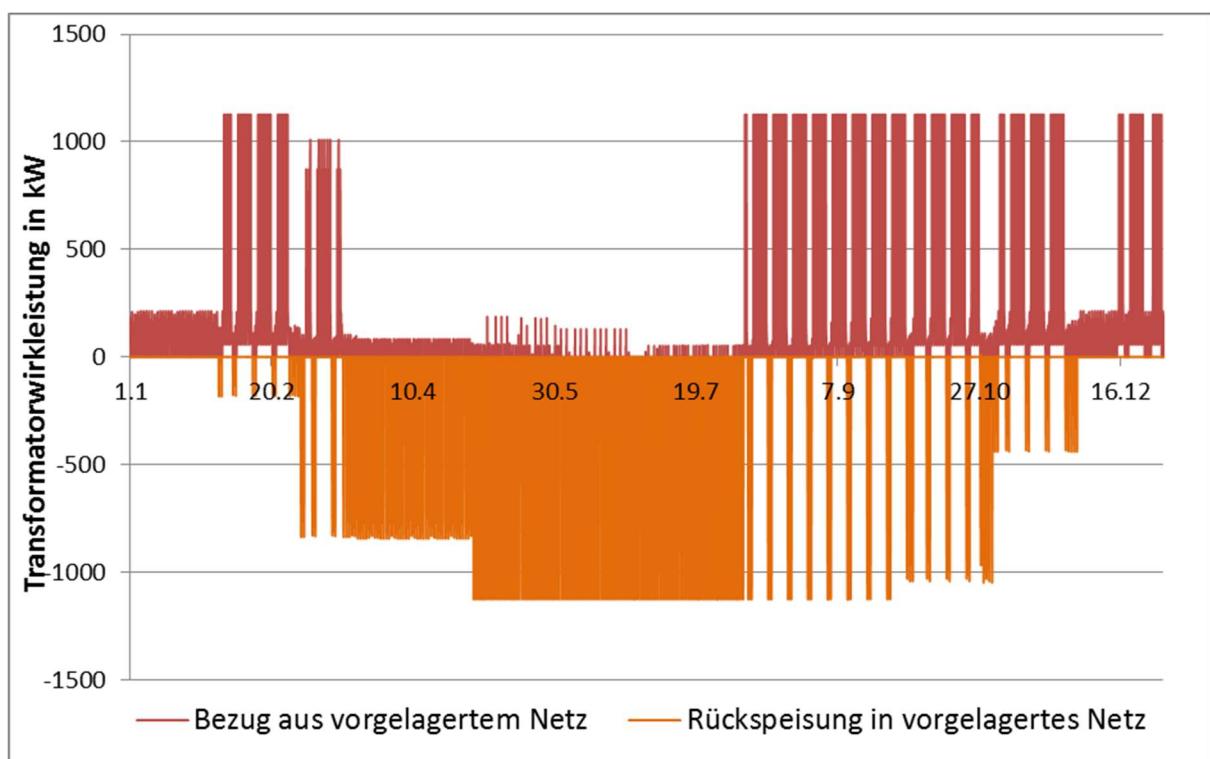


Abb. 26 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700 \%$, mit LM, 13 Wochen PRL)

Abb. 26 zeigt den Energieaustausch über die Ortsnetzgrenze (die Leistung, mit der Energie über den Ortsnetzanschluss fließt, in kW) im Jahresverlauf. Der rot gekennzeichnete positive Sockel stellt den Bezug aus dem vorgelagerten Netz zur Deckung des Jahresgrundverbrauchs in Zeiten dar, in denen dieser nicht vollständig durch die Erzeugung von Energie aus PV-Anlagen im Ortsnetz gedeckt werden kann, die rot gekennzeichneten positiven Balken den Verbrauch der Landmaschine. Die orange gekennzeichneten, zwischen März und Juli eng aneinander liegenden negativen Spitzen stellen die Rück einspeisung aus dem Ortsnetz ins vorgelagerte Netz zu Zeiten dar, in denen die Erzeugung von Energie aus PV-Anlagen im Ortsnetz den Verbrauch im Ortsnetz überwiegt. In der Zeit von August bis Oktober kommt es wegen des intensiven Einsatzes der Landmaschine bei zugleich noch hoher PV-Erzeugung zu nicht immer der gleichen Uhrzeit zu einem schnellen Wechsel hohen Bezugs aus und hoher Rück einspeisung ins vorgelagerte Netz.

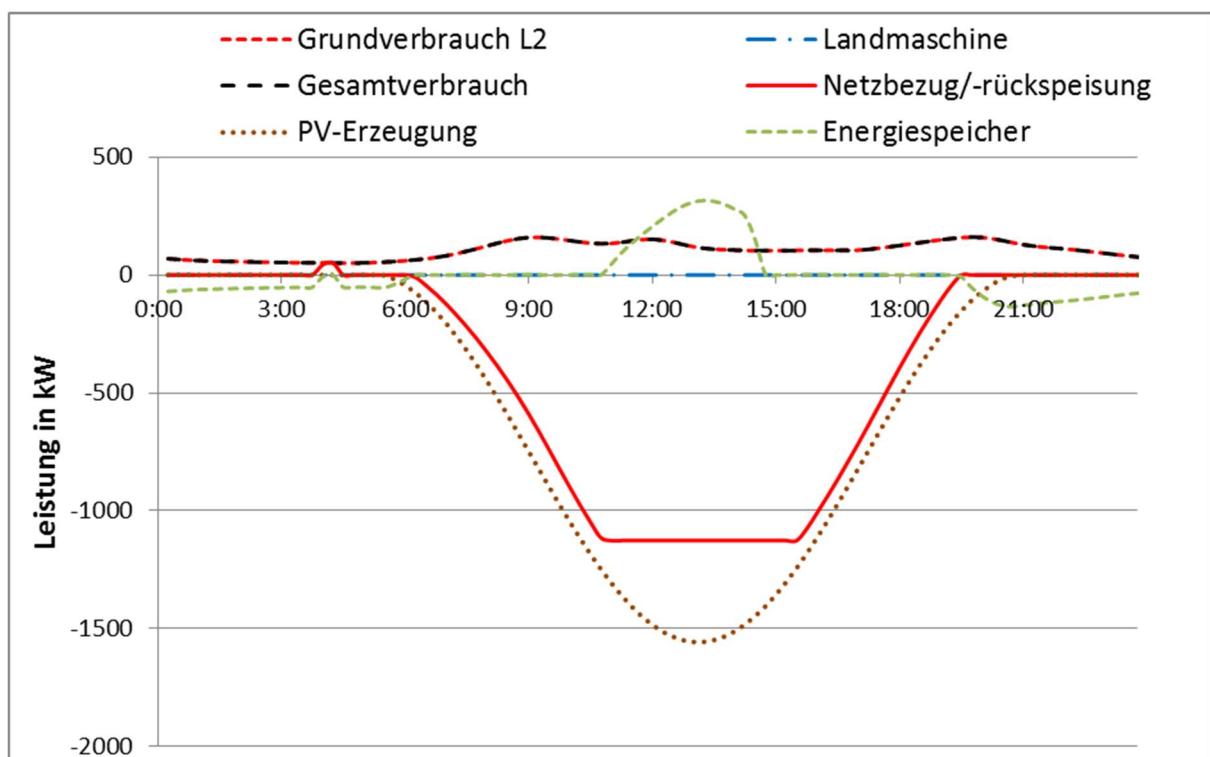


Abb. 27 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze im Tagesverlauf für den 15.7.2016 ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700\%$, Tag ohne LM, 13 Wochen PRL)

Abb. 27 zeigt den Verlauf der Energieflüsse exemplarisch den 15. Juli 2016, ein Tag ohne Landmaschinenbetrieb. Die Erzeugung von Energie aus PV-Anlagen (hier ohne ABREGELUNG gezeigt) dominiert die Energieflüsse und führt zu einer starken Rück einspeisung ins vorgelagerte Netz. Der Energiespeicher wird um die Mittagszeit beladen und begrenzt damit die Rück einspeisung. Nachts wird der Energiespeicher wieder entladen und von 19:15 Uhr bis 6:00 Uhr fließt, abgesehen von einer halben Stunde zwischen 3:45 Uhr und 4:15 Uhr überhaupt keine Energie über den Ortsnetzanschluss. In dieser Zeit kann seine volle Kapazität genutzt werden, um positive oder negative PRL zu übertragen.

Abb. 28 zeigt im Vergleich dazu den Verlauf der Energieflüsse exemplarisch für den 5. August 2016, ein Tag mit Landmaschinenbetrieb. Der Betrieb der Landmaschine dominiert die Energieflüsse, gefolgt von der Erzeugung von Energie aus PV-Anlagen (wieder ohne ABREGELUNG gezeigt). Diese Kombination führt in den Morgen- und Abendstunden zu einem starken Bezug von Energie aus dem vorgelagerten Netz. Die Bezugsspitzen bleiben jedoch unter der Gesamtverbrauchsleistung im Ortsnetz und sogar unter dem Leistungsbezug der Landmaschine. Die Differenz wird durch die PV-Anlagen und Entladung des Energiespeichers gedeckt. Um die Mittagszeit kommt es für etwa fünf Stunden dazu, dass gar keine Energie über den Ortsnetzanschluss fließt. Seine Kapazität kann in dieser Zeit voll zur Übertragung positiver wie negativer PRL genutzt werden.

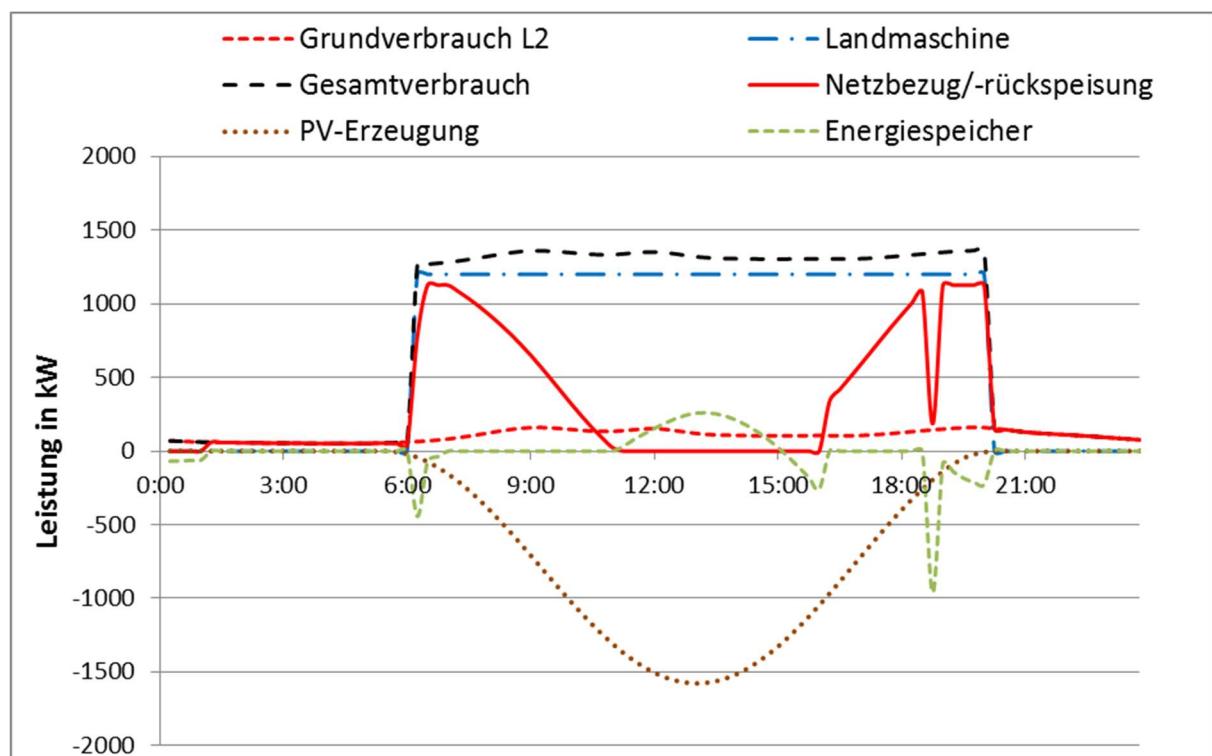


Abb. 28 Energieaustausch über Ortsnetzgrenze im Tagesverlauf für den 5.8.2016 ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700 \%$, Tag mit LM, 13 Wochen PRL)

9.2 Ein-/Ausspeicherleistung und genutzte Kapazität des Energiespeichers

Abb. 29 zeigt die Ein- beziehungsweise Ausspeicherleistung des Energiespeichers im Jahresverlauf. Erkennbar ist, dass über weite Teile des Jahres weder das Maximum der Ein- noch der Ausspeicherleistung erreicht wird. In diesen Zeiten könnte ein Teil der verfügbaren Speicherleistung zur Bereitstellung von PRL verwendet werden.

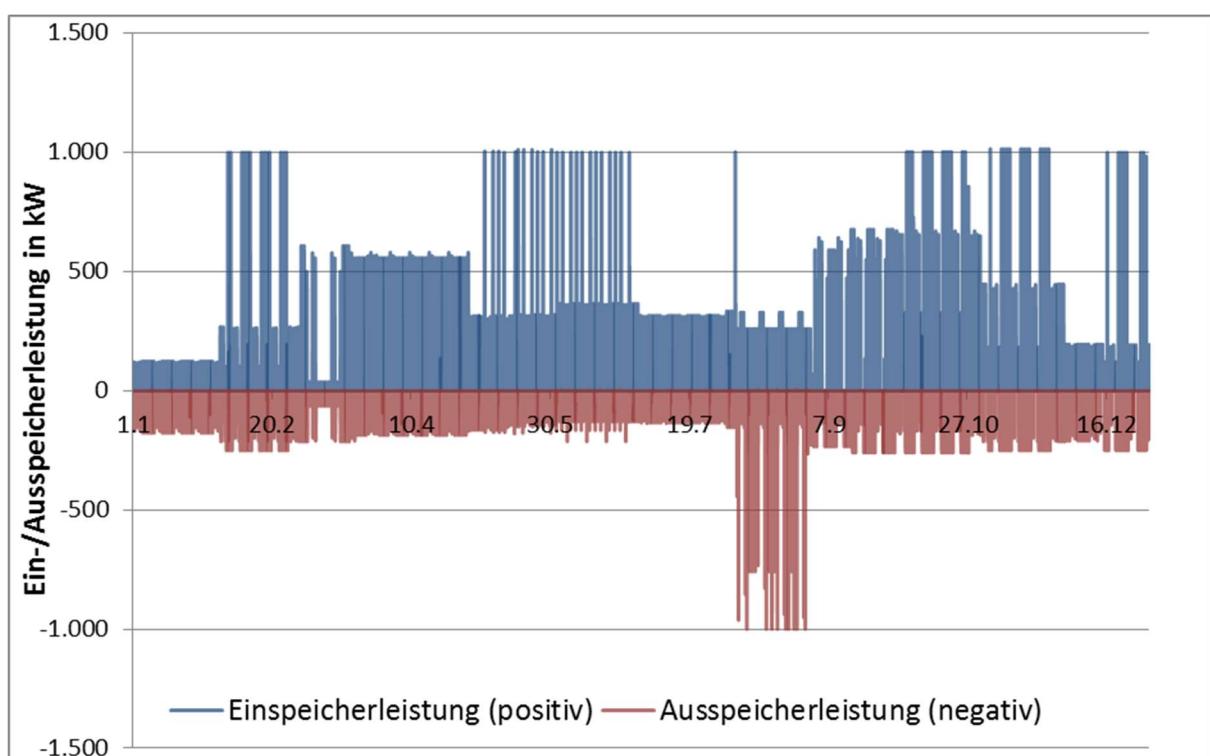


Abb. 29 Ein-/Ausspeicherleistung des Energiespeichers im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700 \%$, mit LM, 13 Wochen PRL)

Abb. 30 zeigt für wie viele Stunden im Jahr (Abszisse) eine bestimmte Ein- beziehungsweise Ausspeicherleistung (Ordinate) überschritten wird. Es ist erkennbar, dass für weniger als 2.000 Stunden im Jahr überhaupt Energie eingespeichert und für weniger als 2.500 Stunden im Jahr Energie ausgespeichert wird. Für die meiste Zeit des Jahres steht also der Energiespeicher zur Bereitstellung positiver wie negativer PRL zur Verfügung.

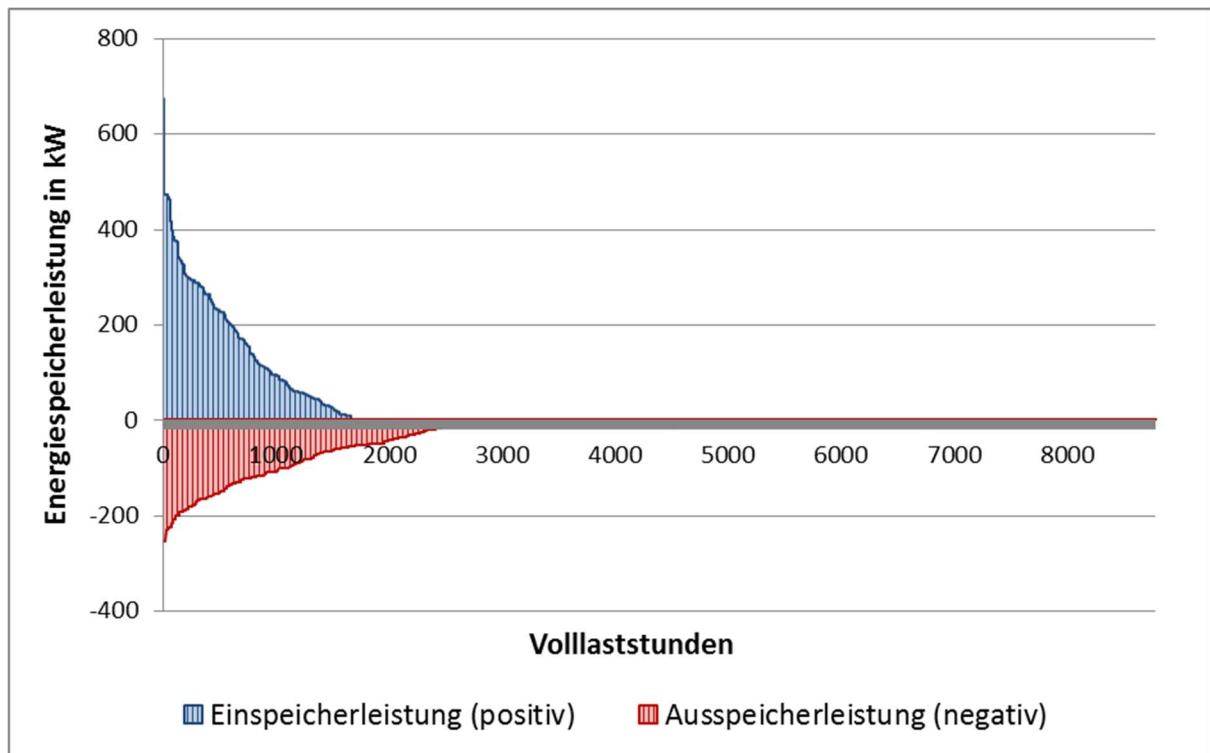


Abb. 30 Jahresnutzungslinie der Ein-/Ausspeicherleistung des Energiespeichers im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700\%$, mit LM, 13 Wochen PRL)

Abb. 31 zeigt für wie viele Stunden im Jahr (Abszisse) ein bestimmter Ladezustand des Energiespeichers (Ordinate) überschritten wird. Der Ladezustand bewegt sich auf Grund der Vorgaben immer zwischen 10 % und 90 %. Die Optimierung mit oemof führt dazu, dass der Energiespeicher dann, wenn er nicht benötigt wird, im Ladezustand 10 % gehalten wird. Für die Bereitstellung von PRL ist jedoch ein Ladezustand von 50 % optimal. Dies wird hier nicht erreicht, da bei der Modellierung nicht konkret vorgegeben wurde, wann PRL tatsächlich bereitgestellt werden soll. Grundsätzlich zeigt aber auch Abb. 31, dass der Energiespeicher für viele Stunden im Jahr, auf jeden Fall für mehr als 2.184 Stunden, was 13 Wochen entspricht, überhaupt nicht zum Ausgleich von Energieflüssen im Ortsnetz benötigt wird, und für viele weitere Wochen nur mit einem Teil seiner Kapazität. Damit plausibilisiert auch Abb. 31, dass die Bereitstellung von PRL für 13 Wochen grundsätzlich möglich ist. Würde dann PRL tatsächlich abgerufen, käme es zu veränderten Energieflüssen. Dies konnte mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell und mit dem Programm GridCON_storage.py jedoch noch nicht simuliert werden.

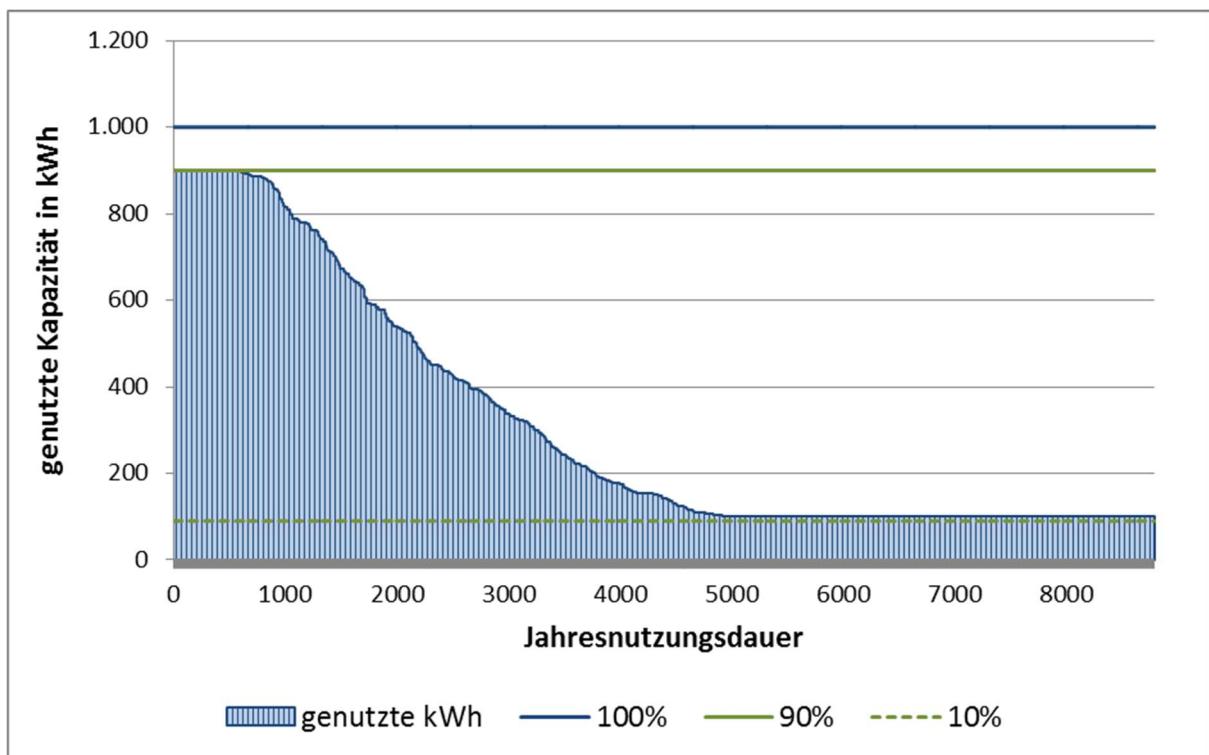


Abb. 31 Genutzte Kapazität des Energiespeichers im Jahresverlauf ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700 \%$, mit LM, 13 Wochen PRL)

9.3 Net-Zero-Balance

Abb. 32 zeigt die Net-Zero-Balance der Energieflüsse im Ortsnetz für das gesamte Jahr 2016, Abb. 33 und Abb. 34 für den 15. Juli 2016 (Tag ohne Landmaschinenbetrieb) beziehungsweise für den 5. August 2016 (Tag mit Landmaschinenbetrieb). Aufgetragen ist jeweils die totale Erzeugung von Energie gegen den totalen Verbrauch im Ortsnetz. Dabei bezeichnet die totale Erzeugung die Summe aus möglicher PV-Erzeugung (ohne tatsächlich erfolgende ABREGELUNG) und Energiespeicherentladung, der totale Verbrauch die Summe aus Grundverbrauch, Verbrauch der Landmaschine und Energiespeicherbeladung. Jeder durch ein rotes Kreuz gekennzeichnete Punkt in den Diagrammen repräsentiert die jeweiligen Werte für ein Viertelstundenintervall.

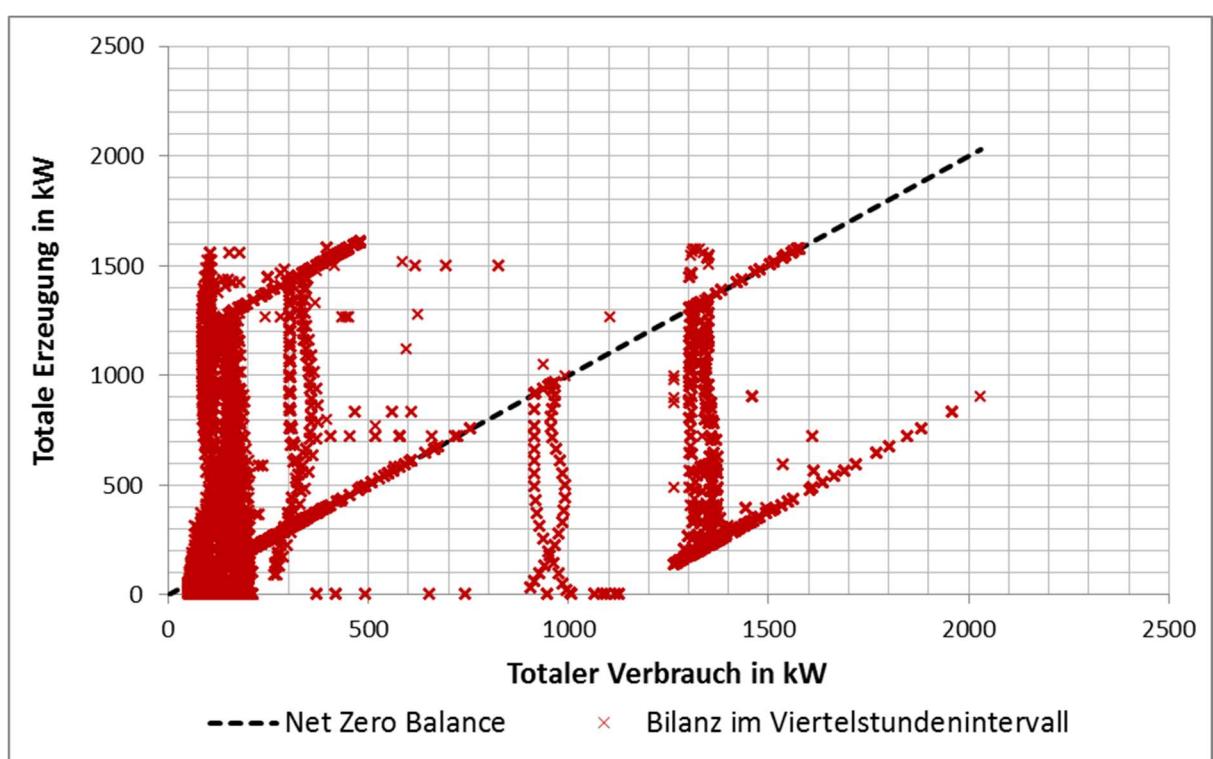


Abb. 32 Net-Zero-Balance der Energieflüsse im Ortsnetz für gesamtes Jahr 2016 ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700 \%$, mit LM, 13 Wochen PRL)

Liegt ein Punkt auf der schwarz eingezeichneten Diagonalen, sind totale Erzeugung und totaler Verbrauch gleich groß und es fließt im betreffenden Viertelstundenintervall keine Energie über den Ortsnetzanschluss. Diese Punkte entsprechen für den 15. Juli den späten Abend- und den Nachtstunden (vgl. Abb. 27) und für den 5. August den Mittagsstunden (vgl. Abb. 28). Liegt ein Punkt unter der Diagonalen, wird Energie über den Ortsnetzanschluss bezogen, liegt er darüber, wird Energie über ihn ins vorgelagerte Netz rückgespeist.

Liegen viele Punkte auf einer Geraden, die parallel zur Diagonalen ist, bedeutet dies, dass der Ortsnetzanschluss oft an der Grenze seiner Kapazität genutzt wird, sei es zum Energiebezug (parallele Gerade unterhalb der Diagonalen, hier weder am 15. Juli noch am 5. August der Fall, sondern an an-

deren Tagen) oder zur Rückeinspeisung (parallele Gerade oberhalb der Diagonalen, wie Jahresdiagramm und im Tagesdiagramm für den 15. Juli erkennbar). Der Abstand dieser Parallelen zur Diagonalen in senkrechter Richtung ist dann gleich der Leistung des Ortsnetzanschlusses. Im betrachteten Fall beträgt diese 1.126 kW.

Zur Veranschaulichung sei zunächst angenommen, dass der totale Verbrauch in einem Viertelstundenintervall gleich der totalen Erzeugung sei. Der entsprechende Punkt liegt auf der Diagonalen. Es bleibe nun der Verbrauch gleich und die Erzeugung steige. Dann liegen die folgenden Punkte senkrecht über dem ersten oberhalb der Diagonalen. Es wird jeweils Energie über den Ortsnetzanschluss abgeführt. Die totale Erzeugung kann aber nur bis zur maximalen Leistung des Ortsnetzanschlusses über den totalen Verbrauch gesteigert werden. Die Punkte, die dieser Situation entsprechen bilden darum eine obere Parallel zur Diagonalen. Steigt dann die PV-Erzeugung noch weiter an, muss der Verbrauch auch gesteigert werden. Dies geschieht durch eine stärkere Beladung des Energiespeichers. Kann auch diese nicht weiter gesteigert werden, muss PV-Erzeugung abgeregelt werden.

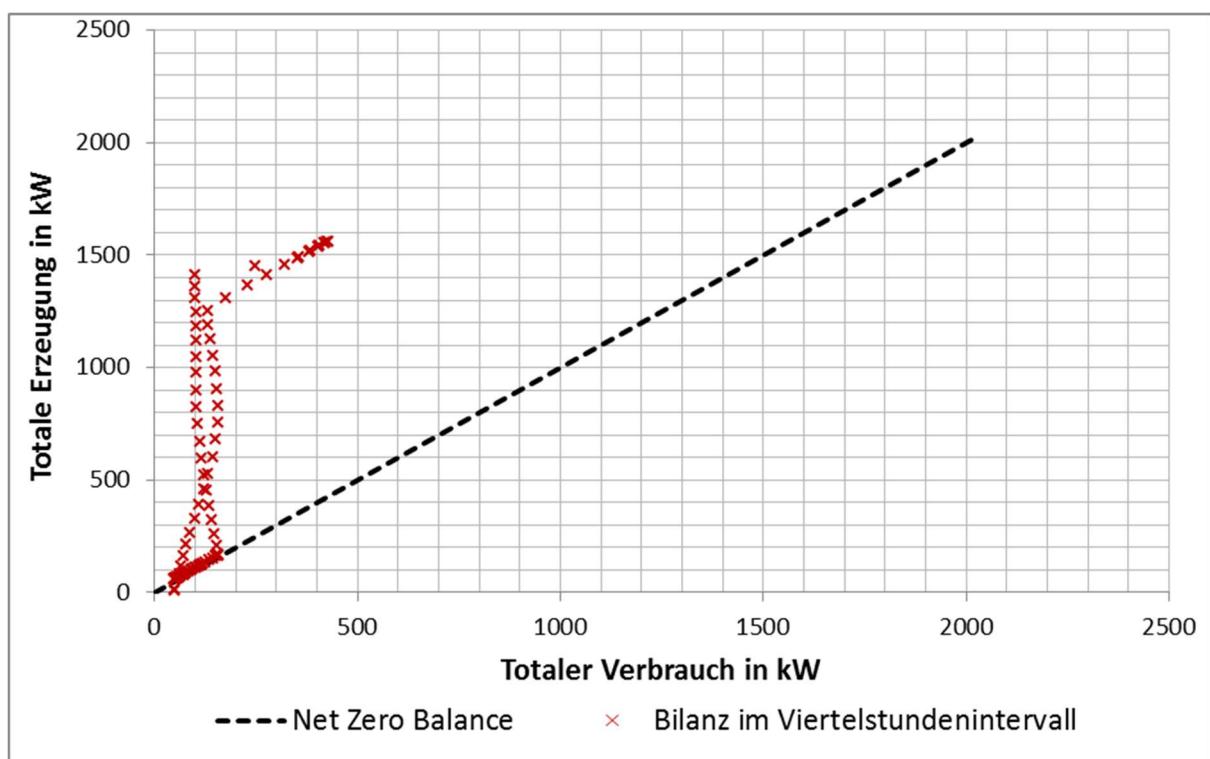


Abb. 33 Net-Zero-Balance der Energieflüsse im Ortsnetz für 15.7.2016 ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700 \%$, ohne LM, 13 Wochen PRL)

Die Net-Zero-Balance-Diagramme in Abb. 32 bis Abb. 34 berücksichtigen nun bei der totalen Erzeugung nicht die nach Abregelung tatsächlich ins Ortsnetz eingespeiste PV-Leistung, sondern die ohne Berücksichtigung von Abregelung erzeugbare PV-Leistung. Dies ergibt sich daraus, dass die Abregelung im Programm GridCON_storage.py wie ein Verbraucher (sink) modelliert wird, der unabhängig

von der PV-Anlage an das Ortsnetz angeschlossen ist. Dadurch sind auch Punkte oberhalb der oberen Parallelen zur Diagonale möglich.

Liegt ein Punkt oberhalb der oberen Parallelen zur Diagonalen, wird im betreffenden Viertelstundenintervall PV-Erzeugung abgeregelt. Das kommt am 15. Juli vor, an dem die Landmaschine nicht in Betrieb ist und ein kleiner Teil der erzeugten PV-Energie in einigen Viertelstundenintervallen weder im Ortsnetz genutzt noch über den kostenoptimal dimensionierten Ortsnetzanschluss abgeführt werden kann. Sie fehlen jedoch am 5. August, an dem die Landmaschine in Betrieb ist und die gesamte erzeugte PV-Energie direkt im Ortsnetz genutzt werden kann.

Zur Veranschaulichung der unteren Parallele zur Diagonale sei zunächst wieder angenommen, dass der totale Verbrauch in einem Viertelstundenintervall gleich der totalen Erzeugung sei. Der entsprechende Punkt liegt auf der Diagonalen. Es bleibe nun der Verbrauch gleich und die Erzeugung sinke. Dann liegen die folgenden Punkte senkrecht unter dem ersten oberhalb der Diagonalen. Es wird jeweils Energie über den Ortsnetzanschluss bezogen. Die totale Erzeugung kann aber nur bis zur maximalen Leistung des Ortsnetzanschlusses unter den totalen Verbrauch gesenkt werden. Die Punkte, die dieser Situation entsprechen bilden darum eine untere Parallelle zur Diagonalen. Sinkt nun die PV-Erzeugung noch weiter, muss dies durch eine entsprechende Steigerung der Entladung des Energiespeichers ausgeglichen werden. Dies ist immer möglich, wenn der Ortsnetzanschluss und der Energiespeicher so dimensioniert sind und so betrieben werden, wie es durch GridCON_storage.py berechnet wird.

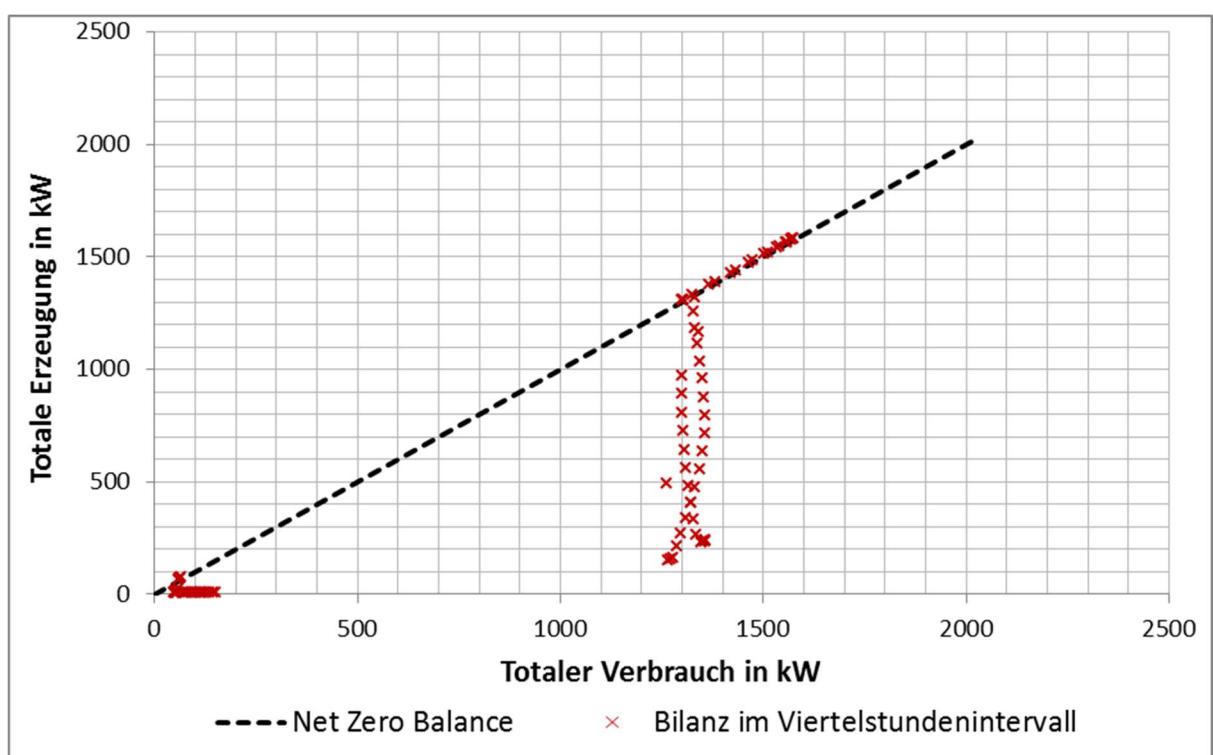


Abb. 34 Net-Zero-Balance der Energieflüsse im Ortsnetz für 5.8.2016 ($E_{L2} = 1.000 \text{ MWh}$, $S = 700 \%$, mit LM, 13 Wochen PRL)

Punkte auf der Abszisse entsprechen Situationen, wo der Verbrauch komplett durch Netzbezug gedeckt wird, also keine PV-Erzeugung erfolgt und der Energiespeicher nicht entladen wird. Dies ist am 15. Juli nur von 3:45 Uhr bis 4:15 Uhr der Fall, am 5. August von 1:00 Uhr bis 5:30 Uhr und von 20:15 Uhr bis 24:00 Uhr.

Die vier schleifenförmigen ungefähr senkrechten Punktscharen entsprechen den vier Landmaschinenbetriebszuständen zu unterschiedlichen Zeiten: kein Betrieb, 200 kW, 800 kW und 1.200 kW. Am 15. Juli liegt die Schleife im Bereich des Grundverbrauchs, am 5. August im Bereich des Grundverbrauchs + 1.200 MW.

10 Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf

Es wurde für den Fall eines ländlichen ORTSNETZES mit langfristig gleichbleibender Summe und Zeitstruktur von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie, in denen eine vollelektrische Landmaschine mit einer Dauerleistung von maximal 1,2 MW zum Einsatz kommt, nachgewiesen, dass die Installation eines (semi-)stationären ENERGIESPEICHERS volkswirtschaftlich kostenoptimal ist, wenn dieser neben dem Ausgleich der lokalen Energieflüsse auch zur Bereitstellung von PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL) für mindestens 13 Wochen pro Jahr eingesetzt wird. Die Installation eines (semi-)stationären Energiespeichers erlaubt dann, den Ortsnetzanschluss je nach Grundverbrauch und PV-Erzeugung im gleichen Ortsnetz zwischen 4 % und 38 % kleiner auszulegen als ohne Energiespeicher. Insbesondere erlaubt der Energiespeicher aber ABREGELUNG von PV-Erzeugung zu vermeiden. Berücksichtigt man, dass bereits die Vermeidung von wenigen Prozent Abregelung gemessen an der PV-Erzeugung unter Berücksichtigung der Umweltfolgen der Produktion einer Lithium-Ionen-Batterie netto Treibhausgasemissionen einspart (Stöhr, 2016), wird verglichen mit einem reinen Netzausbau ohne Energiespeicher ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet.

Tritt der Landwirt oder ein anderer Betreiber des Energiespeichers nicht direkt, sondern über einen AGGREGATOR am Markt für PRL auf, kann die Bedingung, dass PRL für mindestens 13 Wochen pro Jahr bereitgestellt wird und entsprechende Einnahmen erzielt werden, mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit eingehalten werden, da die Kapazität eines kostenoptimal dimensionierten Energiespeichers meist nur teilweise und generell nur einen kleinen Teil der Zeit benötigt wird. Allerdings ist abzuwarten, ob mit dem Angebot von PRL dauerhaft die hier vorausgesetzten Erlöse erwirtschaftet werden können. Die gesamte vorzuhaltende Primärregelreserve in Deutschland beläuft sich auf etwa 723 MW (Konstantin, 2013)²⁶, aktuell publizierte Bedarfsmengen liegen meist darunter (Ausschreibungsübersicht). Es wurde hier davon ausgegangen, dass eine Lithium-Ionen-Batterie mit einer Nennkapazität von 1,25 MWh erforderlich ist, um 1 MW PRL symmetrisch anbieten zu können. Dabei wurde entsprechend (Anforderungen) eine maximale Erbringung für 30 Minuten zugrunde gelegt. Lithium-Ionen-Batterien mit einer Kapazität von etwa 900 MWh reichen also aus, um die gesamte in Deutschland aktuell benötigte PRL bereitzustellen. Dies kann durch etwa 400-500 landwirtschaftliche Betriebe, die eine vollelektrische kabelgeführte Landmaschine betreiben, erbracht werden. Landwirtschaftliche Betriebe konkurrieren dabei mit anderen Betreibern von Batterien und mit solchen, die andere Optionen zur Bereitstellung von PRL nutzen. Mithin ist von einem Überangebot an PRL und entsprechend fallenden Preisen und Erlösen für Landwirte und andere Betreiber stationärer Energiespeicher einerseits, und der Möglichkeit für die Allgemeinheit Netzgebühren zu senken andererseits, in den nächsten Jahren auszugehen. Inwieweit dies durch einen mit dem Ausbau der PV und Windkraftnutzung steigenden Bedarf an PRL kompensiert wird, ist offen.

Berücksichtigt man, dass das Summenjahresprofil von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in einem Ortsnetz in den meisten Fällen kaum über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten weitgehend unverändert ist, dürfte in konkreten Entscheidungsfällen öfter der Einsatz eines Energiespeichers besser sein als die Verstärkung eines Ortsnetzanschlusses, da dieses eine längerfristige und schwerer zu korrigierende Investition darstellt als jenes.

²⁶ S. 470

Weiterer Forschungsbedarf besteht zu folgenden Fragestellungen:

- Wie sensibel hängen die hier präsentierten Ergebnisse von den getroffenen Annahmen ab, insbesondere von der Annahme eines statischen Ortsnetzes mit einem über mehrere Jahrzehnte lang konstanten Summenjahresprofil von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie?
- Können die Ergebnisse mit realen Jahreslast- und Erzeugungsprofilen und für andere Einsatzszenarien einer vollelektrischen kabelgeführten Landmaschine bestätigt werden? Ergeben sich eher höhere oder geringere Synergien von vollelektrischen Landmaschinen und der Nutzung **ERNEUERBARE ENERGIEN**?
- Ist der PV-Sättigungsgrad unabhängig von den konkreten Jahreslast- und Erzeugungsprofilen ein geeigneter Parameter zur Charakterisierung der PV-Erzeugung in Ortsnetzen?
- Ist eine Batterie für landwirtschaftliche Betriebe beziehungsweise ländliche Ortsnetze eine sinnvolle Wahl für den (semi-)stationären Energiespeicher oder ist eine flexibel betreibbare Biogasanlage mit hinreichen großem Gaspufferspeicher und Wärmespeicher oder ein Pflanzenöl-BHKW mit Öltank und Wärmespeicher eine bessere Option oder zumindest eine sinnvolle Ergänzung?
- Welche Möglichkeiten bieten daran anknüpfende Optionen zur Kopplung der Strom-, Wärme-, Transport- und Stoffsektoren?
- Welchen Einfluss hat der Betrieb von Windkraftanlagen, die im gleichen Ortsnetz oder in dessen Nähe an das vorgelagerte Netz angeschlossen sind?
- Welchen Einfluss hat die konkrete lokale Netztopologie jenseits der „**KUPFERPLATTENAPPROXIMATION**“?
- Ändern sich die Ergebnisse signifikant, wenn nicht nur die Wirkleistung, sondern Strom, Spannung und **BLINDLEISTUNG** berücksichtigt werden?
- In welchem Umfang kann PRL tatsächlich mit (semi-)stationären Energiespeichern angeboten werden, die primär zum Ausgleich von Energieflüssen in ländlichen Ortsnetzen eingesetzt werden, in denen vollelektrische Landmaschinen betrieben werden?
- Welche sonstigen **SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN** können mit solchen (semi-)stationären Energiespeichern angeboten werden und welchen Einfluss hat es auf ihre Wirtschaftlichkeit?
- Welche Einkommensmöglichkeiten für Landwirte und andere Akteure einerseits und Möglichkeiten **SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN** günstiger anzubieten und Netzgebühren zu senken andererseits ergeben sich daraus?
- Welche Beiträge zum Klimaschutz können durch die bessere Ausnutzung des Potenzials **ERNEUERBARE ENERGIEN** dank vollelektrischer Landmaschinen und stationärer Energiespeicher genau geleistet werden?

Ein Teil dieser Fragen wird im Folgeprojekt GridCon2 im Zeitraum Januar 2018 bis Dezember 2020 bearbeitet.

Literaturverzeichnis

Anforderungen. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung. [Online] 50 Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW. [Zitat vom: 09. 03 2017.] <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>.

Ausschreibungsübersicht. regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. [Online] [Zitat vom: 4. 5 2018.] <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>.

Baldenhofer, Kurt G. 2016. Lexikon der Fernerkundung. [Online] 3. November 2016. [Zitat vom: 02. Januar 2017.] <http://www.fe-lexikon.info/lexikon-p.htm#precision-farming>.

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Bundesministerium für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ). 2015. Was ist nachhaltige Landwirtschaft? [Online] Mai 2015. [Zitat vom: 8. Februar 2017.] <https://www.giz.de/fachexpertise/downloads/giz2015-de-was-ist-nachhal-landw.pdf>.

FENES, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher. Informationsportal regelbare Ortsnetztransformatoren. [Online] Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg. [Zitat vom: 7. September 2017.] <http://ront.info/>.

Konstantin, Panos. 2013. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2013. ISBN 978-3-642-37264-3.

Neiber, Josef. 2014. Landwirtschaftskammer NRW. [Online] 30. Januar 2014. [Zitat vom: 7. September 2017.] <https://www.landwirtschaftskammer.de/duesse/znr/pdfs/2014/2014-01-30-energie-04.pdf>.

Plaßmann, Wilfried und Schulz, Detlef. 2009. *Handbuch Elektrotechnik*. Wiesbaden : Vieweg + Teubner, 2009. ISBN 978-3-8348-0470-9.

PRL_Regeln. regelleistung.net; Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. [Online] 50 Herz, Amprion, Tennet, Transnet BW. [Zitat vom: 13. 04 2017.] <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>.

Spring, Andreas, et al. *Untersuchung der Korrelationen aus Tageslastgängen und PV-Einspeisung zur Bestimmung der maximalen Netzbela*stung. s.l. : Hochschule München.

Sterner, Michael und Stadler, Ingo. 2014. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. ISBN 978-3-642-37379-4. s.l. : Springer Vieweg, 2014. ISBN 978-3-642-37379-4.

Stöhr, Michael. 2016. ELSA Project, Environmental Impact Assessment, Results presented at Midterm Conference. Paris : s.n., 2016.

Stöhr, Michael, Giglmaier, Sandra und Berlet, Roland. 2015. *Folgenabschätzung zum Einsatz batteriebetriebener vollelektrifizierter Landmaschinen*. München : B.A.U.M. Consult GmbH, 2015. S. 112. gefördert mit Mitteln des BMWi, FKZ 01ME12124C.

Glossar

ABREGELUNG

Unter Abregelung wird der Betrieb einer PV- oder Windkraftanlage unterhalb ihrer durch die aktuellen meteorologischen Bedingungen bestimmten Maximalleistung verstanden. Technisch erfolgt Abregelung bei PV-Anlagen durch eine elektronische Verstellung Strom- und Spannung am Ausgang der PV-Module, welche dazu führt, dass diesen nicht die maximal möglich elektrische Leistung entnommen wird. Da Energie immer erhalten bleibt führt dies zu einer geringfügig stärkeren Erwärmung der PV-Module. Bei Windkraftanlagen kann die Abregelung durch eine Verstellung der Rotorblätter erfolgen, wodurch dem Wind nicht mehr die maximal mögliche Leistung entnommen wird. Abregelung von PV- und Windkraftanlagen wird durchgeführt, wenn die von ihnen momentan erzeugbare elektrische Leistung nicht mehr vom Netz vollständig aufgenommen werden kann oder soll.

AGGREGATOR

Jemand, der aggregiert, also zusammenfügt. Im Kontext der Energiewirtschaft eine (juristische) Person, die z.B. **SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN** erbringt, indem sie Teilleistungen einkauft, bündelt und damit handelt. So kann ein Aggregator Verträge mit Betreibern von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen oder **ENERGIESPEICHERN** zur Lieferung von **PRIMÄRREGELLEISTUNG (PRL)** eingehen, welche selbst die Anforderungen an die Erbringung von PRL (Anforderungen) nicht erfüllen, daraus Pakete schnüren, die den Anforderungen an Symmetrie, Mindestleistung, Maximaldauer der Erbringung und Abrufbarkeit für den Zeitraum einer ganzen Woche genügen und damit an Auktionen zur Vergabe von PRL teilnehmen.

BILANZIELLER AUSGLEICH

Die **ENERGIE** eines geschlossenen Systems ist konstant (Energieerhaltungssatz).²⁷ Dieser fundamentale Satz der Physik bedeutet, dass in einem Energieversorgungssystem Erzeugung, Verbrauch und Speicherung von Energie immer im Gleichgewicht stehen müssen. Umgangssprachlich als Energieverluste bezeichnete Energieflüsse gelten dabei als Verbräuche. Notiert man Erzeugung und Einspeicherung von Energie z.B. mit einem positiven, Verbrauch und Ausspeicherung mit dem umgekehrten Vorzeichen, muss die Summe von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung von Energie immer Null sein.

²⁷ Diese Aussage ist ungenau – wie viele andere in der Physik. Physik ist ungenau und genau deswegen ist sie exakt. Die große Kunst bei der Behandlung physikalischer Sachverhalte besteht darin, unterschiedliche Grade von Genauigkeit zu unterscheiden und den passenden Grad an Genauigkeit zu wählen, bei dem sinnvolle Aussagen zur betrachteten Situation möglich sind. Einen Grad genauer genommen als hier zitiert gilt der Energieerhaltungssatz nur im zeitlichen Mittel. Für kurze Zeiten Δt kann die Gesamtenergie eines Systems um den Betrag $\Delta E \leq \frac{\hbar}{2\pi\Delta t} = \frac{1,055 \cdot 10^{-3} \text{ Js}}{\Delta t}$ vom Mittel abweichen. Für Betrachtungen im Zusammenhang mit Energieversorgungsfragen sind diese mikroskopischen Abweichungen jedoch völlig irrelevant, ihre Berücksichtigung wäre lächerlich. Dies zu erkennen ist hier einfach, in anderen Fällen ist jedoch eine ausführlichere Diskussion dessen, was in die Betrachtung einzubeziehen ist und was vernachlässigt werden kann notwendig. Für diese Fälle ist diese an sich überflüssig erscheinende Notiz hier vermerkt.

In einem Energieversorgungssystem hat der Energieerhaltungssatz zur Konsequenz, dass entweder Anlagen zur Erzeugung, Verbrauch oder Speicherung von Energie, oder auch Elemente von zwei oder drei dieser Kategorien zugleich so gesteuert werden müssen, dass die von ihnen bestimmten Energieflüsse im Gleichgewicht stehen.

Liegt z.B. im elektrischen Energieversorgungssystem zur allgemeinen Versorgung die Erzeugung über dem Verbrauch, steigt die Frequenz im Stromnetz, was bedeutet, dass das Stromnetz sehr geringfügig mehr elektrische Energie speichert und auch etwas mehr abstrahlt. Vor allem aber bewirkt der Frequenzanstieg einen unerwünschten, weil unnötigen, wenn nicht sogar schädlichen Anstieg des Verbrauchs einiger Geräte. Die Leistungsaufnahme von Asynchronmotoren ist z.B. direkt proportional zur Frequenz des Stromes. Liegt umgekehrt der Verbrauch unter der Erzeugung, sinkt die Frequenz – auch mit unerwünschten Folgen. Im europäischen Verbundnetz liegt der Frequenzgradient der Regelleistung, $\frac{dP(f)}{df}$ (50 Hz), der diesen Zusammenhang reflektiert, bei etwa 20 GW/Hz.²⁸

Zur Herstellung eines bilanziellen Ausgleichs müssen in elektrischen Energieversorgungssystemen, welche im Gegensatz zu Wärme- und Kälteversorgungssystemen üblicherweise nur sehr kleine inhbrente ENERGIESPEICHER aufweisen, insbesondere Erzeugung und Verbrauch zeitsynchron sein. Siehe Näheres unter **FLEXIBILITÄT**.

BLINDELISTUNG

Bei elektrischen Wechselspannungen und –strömen schwingen Spannung bzw. Strom im Takt der Frequenz zwischen positiven und negativen Werten hin und her. Sind beide im Gleichtakt, wird ausschließlich nutzbare elektrische Wirkleistung erbracht. Dies ist z.B. bei elektrischen Heizstäben der Fall. Die meisten elektrischen Verbraucher verschieben jedoch die Schwingungen von Spannung und Strom gegeneinander, man spricht von einer Phasenverschiebung. Diese wird in Grad angegeben und kann theoretisch Werte zwischen -180° und +180° annehmen. Die elektrische Wirkleistung ist gleich dem Produkt aus Strom und Spannung und dem Cosinus der Phasenverschiebung.

Beträgt die Phasenverschiebung genau +90° oder -90°, ist der Cosinus gleich Null und es wird keine elektrische Wirkleistung erbracht bzw. übertragen. Dieser Fall tritt nie ein, aber es sind Situationen möglich, in denen die Phasenverschiebung sehr groß und der Cosinus der Phasenverschiebung sehr klein wird. Auch in diesen Fällen müssen Generatoren laufen, um Spannung und Strom aufrecht zu erhalten, und die elektrischen Netze werden durch die nach wie vor fließenden Ströme beansprucht. Es findet weiterhin eine elektrische Leistungserbringung statt, allerdings nun überwiegend in Form von Blindestellung, die keine elektrische Arbeit erbringen kann. Diese ist gleich dem Produkt aus Strom und Spannung und dem Sinus der Phasenverschiebung. Eine größere Phasenverschiebung bzw. ein größerer Blindestellungsanteil sind unerwünscht, weil dadurch die Stromversorgungsinfrastruktur in Anspruch genommen wird, ohne dass nennenswert eine gewünschte Form elektrischer Arbeit verrichtet wird.

Insbesondere die zahlreichen elektrischen Verbraucher mit Spulen, dazu gehören alle Elektromotoren, führen zu einer Phasenverschiebung. Diese wird in der Regel direkt im Verbrauchsgerät so gut wie möglich kompensiert. Die verbleibende Phasenverschiebung ist durch Normen begrenzt. So fin-

²⁸ Regelleistung (Stromnetz), in: Wikipedia; http://de.wikipedia.org/wiki/Regelleistung_%28Stromnetz%29 [abgerufen am 26. September 2013]

det man auf den Typenschildern elektrischer Haushaltsgeräte eine Angabe der Art „cos 0,92“, die angibt, welchen Wert der Cosinus der Phasenverschiebung hat.²⁹

Die verbleibende Phasenverschiebung im elektrischen Netz zur allgemeinen Versorgung muss in den Kraftwerken oder Umspannwerken kompensiert werden. Mit dem Anwachsen der Stromerzeugung aus EE müssen auch EE-Anlagen zunehmend zu dieser Kompensation beitragen. Man spricht dabei von Bereitstellung von Blindleistung mit umgekehrtem, d.h. kompensierendem Vorzeichen.

EIGENDECKUNG (ZEITSYNCHRON)

Bezeichnet hier den Anteil des Verbrauchs elektrischer Energie innerhalb eines kurzen Zeitintervalls, z.B. einer Viertelstunde, der durch eine zeitgleiche eigene Erzeugung elektrischer Energie gedeckt wird. Sie wird in Prozent angegeben und kann Werte zwischen 0 und 100% annehmen. Der Begriff kommt fast ausschließlich im Zusammenhang mit der Versorgung von Energieverbrauchern, einzelnen Haushalten, landwirtschaftlichen Betrieben oder auch ganzen Kommunen oder Regionen mit Energie aus erneuerbaren Quellen zur Anwendung.

Eine hohe zeitsynchrone Eigendeckung mit elektrischer Energie erhöht die Autonomie des versorgten Verbrauchers und sichert ihn gegen Versorgungssengpässe und Energiepreisschwankungen. Ist der Bedarf an elektrischer Energie eines Verbrauchers oder einer Gruppe von Verbrauchern in allen Zeitintervallen zu 100% eigengedeckt, spricht man auch von LEISTUNGSAUTARKIE. Eine Anbindung dieser Verbraucher an ein übergeordnetes elektrisches Versorgungsnetz kann dann entfallen.

Eine offene Frage ist, ob bzw. auf welcher Ebene, etwa innerhalb kleinerer Gebiete, die keine Inseln oder sonst wie geographisch weitgehend isoliert sind, Leistungsautarkie oder eine nahe an 100% liegende zeitsynchrone Eigendeckung des Energiebedarfs sinnvollerweise angestrebt werden sollte. Zweifellos ist eine zeitsynchrone Eigendeckung nahe 100% auf der Ebene eines einzelnen Hauses nicht sinnvoll, da dann selbst Ausgleichsmöglichkeiten zwischen benachbarten Häusern nur unvollkommen genutzt werden und der Speicherbedarf sehr hoch wird. Vermutlich ist es sinnvoll eine weitgehend zeitsynchrone Eigendeckung des Energiebedarfs innerhalb von Verteilnetzen anzustreben, die über wenige Netzverbindungen überregional angebunden sind.

Seitens der Europäischen Kommission wird ganz in der Linie sonstiger Maßnahmen zur europäischen Integration nicht die LEISTUNGSAUTARKIE, ja nicht einmal die viel weniger anspruchsvolle ENERGIEAUTARKIE einzelner Regionen, sondern das Gegenteil, die möglichst starke Verknüpfung verschiedener Regionen durch leistungsfähige elektrische Netze gefördert. Dies wird mit der mehr vermuteten als explizit nachgewiesenen Erzielung ökonomischer Vorteile begründet, lässt sich jedoch auch als historisch und politisch plausiblen Reflex verstehen.³⁰

²⁹ S. z.B. <http://de.wikipedia.org/wiki/Phasenverschiebung> [abgerufen am 27. April 2018]

³⁰ S. Analyse der EU Politik und Gesetzgebung zu EE und Speichern in Kap. 6 und 7, in: M. Stöhr, AlpStore National Frameworks: The case of the European Union, September 2013; Download von: <http://www.alpstore.info/Download.html>.

EIGENDECKUNG (SALDIEREND)

Von der **EIGENDECKUNG (ZEITSYNCHRON)** zu unterscheiden ist die saldierende. Diese wird durch Division der selbst erzeugten elektrischen Energie durch die selbst verbrauchte Energie in einem bestimmten, i.d.R. längeren Zeitraum, üblicherweise einem Kalenderjahr, berechnet. Dabei können auch Werte über 100% auftreten. Die saldierende Eigendeckung ist immer mindestens so hoch wie die zeitsynchrone, meistens aber deutlich höher. Ihre Relevanz schwindet in dem Maße, wie der Beitrag von **ERNEUERBAREN ENERGIEN (EE)** zur Stromversorgung eines übergeordneten Gebietes, etwa eines Staates oder einer Gruppe von benachbarten Staaten insgesamt steigt. Das Ziel der saldierenden Eigendeckung des Energiebedarfs aus EE wird zunehmend durch das Ziel der wesentlich anspruchsvolleren zeitsynchronen Eigendeckung abgelöst.

Eine rein saldierende und zeitasynchrone Eigendeckung erhöht nicht die Autonomie des versorgten Verbrauchers und sichert ihn nicht gegen Versorgungsgpässe und Energiepreisturbulenzen, wohl aber leistet sie einen Beitrag zur Sicherung der Gesamtheit der Energieverbraucher gegen diese Risiken.

Liegt eine saldierende Eigendeckung von 100% vor, wird auch von **ENERGIEAUTARKIE** gesprochen. Diese ist wesentlich weniger anspruchsvoll als die **LEISTUNGSAUTARKIE** und markiert auch keine so scharfe Grenzlinie wie letztere, welche das Abkoppeln der autark versorgten Verbrauchseinheit vom übergeordneten Stromnetz erlaubt.

EIGENVERBRAUCH

Bezeichnet hier den selbst verbrauchten Anteil der von einer selbst betriebenen Erzeugungsanlage erzeugten elektrischen Energie. Er ist maximal so hoch wie die selbst erzeugte Energie. Auf letzte bezogen und in Prozent ausgedrückt nimmt er maximal den Wert 100% an.

Der Begriff Eigenverbrauch ist ein kaufmännischer Begriff. Die Zuordnung eines bestimmten Teils der erzeugten Energie zur selbst verbrauchten Energie geschieht mittels Zählern, welche sich verbrauchs- wie erzeugungsseitig vor dem Hauptnetzanschluss des Verbrauchers/ Erzeugers (**PROSUMERS**) befinden.

Eigenverbrauch elektrischer Energie kann betriebswirtschaftlich von Vorteil gegenüber dem Fremdbezug sein, wenn die mittleren Bezugskosten der verbrauchten elektrischen Energie damit gesenkt werden können. Die Bedeutung des Eigenverbrauchs hat in Deutschland seit Ende 2011 rapide zugenommen, vor allem in privaten Haushalten, weil zu diesem Zeitpunkt die Gestehungskosten von PV-Strom den durchschnittlichen Haushaltsstromtarif unterschritten. Allerdings ist der Anteil der Energie aus PV-Anlagen an der gesamten eigenerzeugten elektrischen Energie immer noch sehr gering.

Physikalisch wird immer die auf einem Grundstück erzeugte elektrische Energie zuerst auf diesem Grundstück oder in der näheren Umgebung verbraucht, auch wenn im kaufmännischen Sinn kein Eigenverbrauch vorliegt. Dies führt dazu, dass eine Erzeugungsanlage immer zunächst den Bezug elektrischer Leistung aus dem Netz reduziert. Übersteigt die Erzeugungsleistung die Leistungsaufnahme der mit dem gleichen Netzpunkt verbundenen elektrischen Verbraucher, kommt es zu einer Energieeinspeisung in das Netz. Das Netz wird solange nicht mehr belastet als ohne Erzeugung

elektrischer Energie, solange diese nicht höher ist als das Doppelte der Leistungsaufnahme der elektrischen Verbraucher, die mit dem gleichen Netzpunkt verbunden sind.³¹

Bei landwirtschaftlichen Betrieben mit einer PV-Anlage unter 30 kWp wird i.d.R. das Netz entlastet, bei einer größeren PV-Anlage und so gut wie allen Windkraft- oder Biogasanlagen dagegen i.d.R. nicht. Insbesondere Biogasanlagen, deren Maximalleistung im Zusammenhang mit der Steigerung der FLEXIBILITÄT der elektrischen Energieerzeugung aus EE auf überregionaler Ebene erhöht wurde, steigern die Netzbelastrung unmittelbar beim landwirtschaftlichen Betrieb selbst und in der näheren Umgebung und machen eine Netzverstärkung erforderlich.

ENERGIE

Energy in physics designates the capacity for doing work. It may exist in potential, kinetic, thermal, electrical, chemical, nuclear, or other various forms.³² (Energie bezeichnet in der Physik die Fähigkeit Arbeit zu verrichten. Sie kann als potentielle, kinetische, thermische, elektrische, chemische, nukleare Energie oder in noch anderen Formen vorliegen.) Zum Beispiel sind die Rotationsenergie einer Turbine oder die Energie der linearen Bewegung eines Fahrzeugs Ausdruckformen kinetischer Energie; die relative Position zweier sich auf Grund der Gravitationskraft anziehender massebehafteter Körper, zum Beispiel eines von der Erdoberfläche hochgehobenen Körpers und der Erde, ist ein Ausdruck potentieller Energie; thermische Energie ist eine etwas allgemeinere Bezeichnung für Wärme; Licht ist eine spezifische Form elektromagnetischer Energie; chemische Energie ist in Kraftstoffen enthalten, die Wärme freisetzen, wenn sie mit Sauerstoff eine chemische Reaktion eingehen. Auch Masse ist eine Form von Energie, was bei kern- und teilchenphysikalischen Prozessen sichtbar wird. Zum Beispiel haben sehr schnell bewegte Teilchen eine deutlich höhere Masse als unbewegte. Auch ist ein Uranatomkern schwerer als die Teile in die er zerfällt; die Massendifferenz wird beim Kernzerfall in andere Formen von Energie umgewandelt, deren Betrag durch Einsteins mittlerweile zur Ikone geronnenen Formel $E = mc^2$ bestimmt ist.

Die physikalische Bedeutung von Energie ist, wie diese Auflistung zeigt, so breit, dass sie eher durch Beispiele als durch eine begriffliche Abgrenzung (Definition) beschrieben werden kann. Nichtsdestotrotz umfasst sie nicht alle Bedeutungen des Begriffs, sofern er umgangssprachlich verwendet wird. Energie kann umgangssprachlich zum Beispiel die physische oder psychische Verfassung eines Menschen beschreiben. Wieder ganz anders ist die Bedeutung des grundlegenden und damit schwer de-

³¹ Es sei die Leistungsaufnahme durch die Verbraucher elektrischer Energie auf einem Grundstück $P_{Verbrauch}$. Die Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Leistung $P_{Erzeugung}$ auf dem Grundstück führt zu einer Reduktion der Leistungsentnahme aus dem Netz und ab einer Erzeugungsleistung, die gleich hoch ist wie die Leistungsaufnahme durch die Verbraucher, zu einem Leistungsfluss in umgekehrter Richtung. Die Belastung des Netzes ist unabhängig von der Richtung des Leistungsflusses und beträgt $P_{Netzbelastung} = |P_{Verbrauch} - P_{Erzeugung}| < P_{Verbrauch}$ solange $P_{Erzeugung} < 2 \cdot P_{Verbrauch}$.

³² Encyclopaedia Britannica, <http://www.britannica.com/science/energy> [abgerufen am 21. Dezember 2015]

finierbaren chinesischen Begriffs „qi“, welcher oft mit „Energie“ übersetzt wird, passender jedoch mit „Potential“ oder „Möglichkeiten“ wiedergegeben würde.^{33,34}

Der wesentliche Unterschied zwischen „qi“ und den umgangssprachlichen Bedeutungen von Energie einerseits und dem physikalischen Energiebegriff andererseits liegt darin, dass Energie im physikalischen Sinn immer erhalten bleibt. Qi dagegen kann wachsen oder abnehmen, genauso wie Energie, sofern diese nicht im physikalischen Sinn verstanden, sondern damit zum Beispiel die Verfassung eines Menschen beschrieben wird.

ENERGIEAUTARKIE

Im Zusammenhang mit geographischen Einheiten wie Inseln, isolierten Dörfern, Regionen u.a. Gebieten wird von Energieautarkie gesprochen, wenn innerhalb des Gebietes eine EIGENDECKUNG (SALDIEREND) des Elektrizitätsbedarfs aus Erzeugungsanlagen innerhalb des Gebietes von 100% oder mehr vorliegt. Die Energieautarkie ist ein wesentlich weniger anspruchsvolles Ziel als die LEISTUNGSAUTARKIE.

ENERGIEDIENSTLEISTUNG

Bezeichnet hier nicht eine Dienstleistung für die Bereitstellung von Energie, sondern eine Dienstleistung, für deren Erbringung Energie benötigt wird. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass Energie an sich kein Gut ist, das von irgendjemandem benötigt würde, wohl aber ein Gut, das mittelbar benötigt wird, um unmittelbar benötigte Güter bereitzustellen. In diesem Sinn sind Energiedienstleistungen: Beleuchtung, Raumerwärmung, Kühlung von Lebensmitteln, Transport von Gütern und Personen, etc.

Im Zusammenhang mit der Suche nach Energieeinsparmöglichkeiten und FLEXIBILITÄT im Energieversorgungssystem weitet der Begriff „Energiedienstleistung“ und der damit verbundene Blick auf die letztendlich benötigte Dienstleistung oder das Gut, für deren bzw. dessen Bereitstellung Energie eingesetzt wird, die Perspektive. Dies gibt der Fantasie weiteren Raum bei der Suche nach innovativen Lösungen für das zukünftige, weitgehend auf EE basierende Energieversorgungssystem.

Ein Beispiel aus dem Feld der Energieeinsparung, das dies verdeutlicht, ist die Nutzung von Abwärme auf einem hohen Temperaturniveau zur Bereitstellung von Kälte mittels Absorptionswärmepumpen anstatt der separaten Erzeugung von Kälte. Diese Option gerät nicht in den Blick, wenn verengend angenommen wird, man bräuchte zur Erzeugung von Wärme eben eine Einrichtung, die Wärme erzeugt, und für die Erzeugung von Kälte, ein Einrichtung, die Kälte erzeugt, und beides habe nichts miteinander zu tun – ein verengter Blick, der in nicht wenigen Fällen dazu führt, dass in industriellen Anlagen tatsächlich Strom-, Wärme- und Kältebereitstellungsanlagen in großer Zahl unverbunden

³³



<https://en.wikipedia.org/wiki/Qi> [retrieved on 21 December 2015]

³⁴ Francois Julien, La propension des choses - pour une histoire de l'efficacité en Chine, 2003

nebeneinander stehen und insbesondere Teile der verfügbaren Wärme oft ungenutzt an die Umgebung abgegeben statt dorthin geleitet zu werden, wo ein Wärmebedarf besteht.³⁵

Bei der Suche nach **FLEXIBILITÄTEN** im Energieversorgungssystem weitet der Begriff der „Energie-dienstleistung“ den Blick insbesondere auf verbrauchsseitige Erschließung von **FLEXIBILITÄTEN**, mit anderen Worten: auf Möglichkeiten des **LASTMANAGEMENT**.

ENERGIESPEICHER

Energieversorgung umfasst im Allgemeinen ein komplexes Geflecht von Energieumwandlungs- und – transportprozessen, in dem verschiedene Energieformen auftreten. Energiespeicher können am Anfang, in der Mitte oder am Ende von Energieumwandlungsketten stehen.

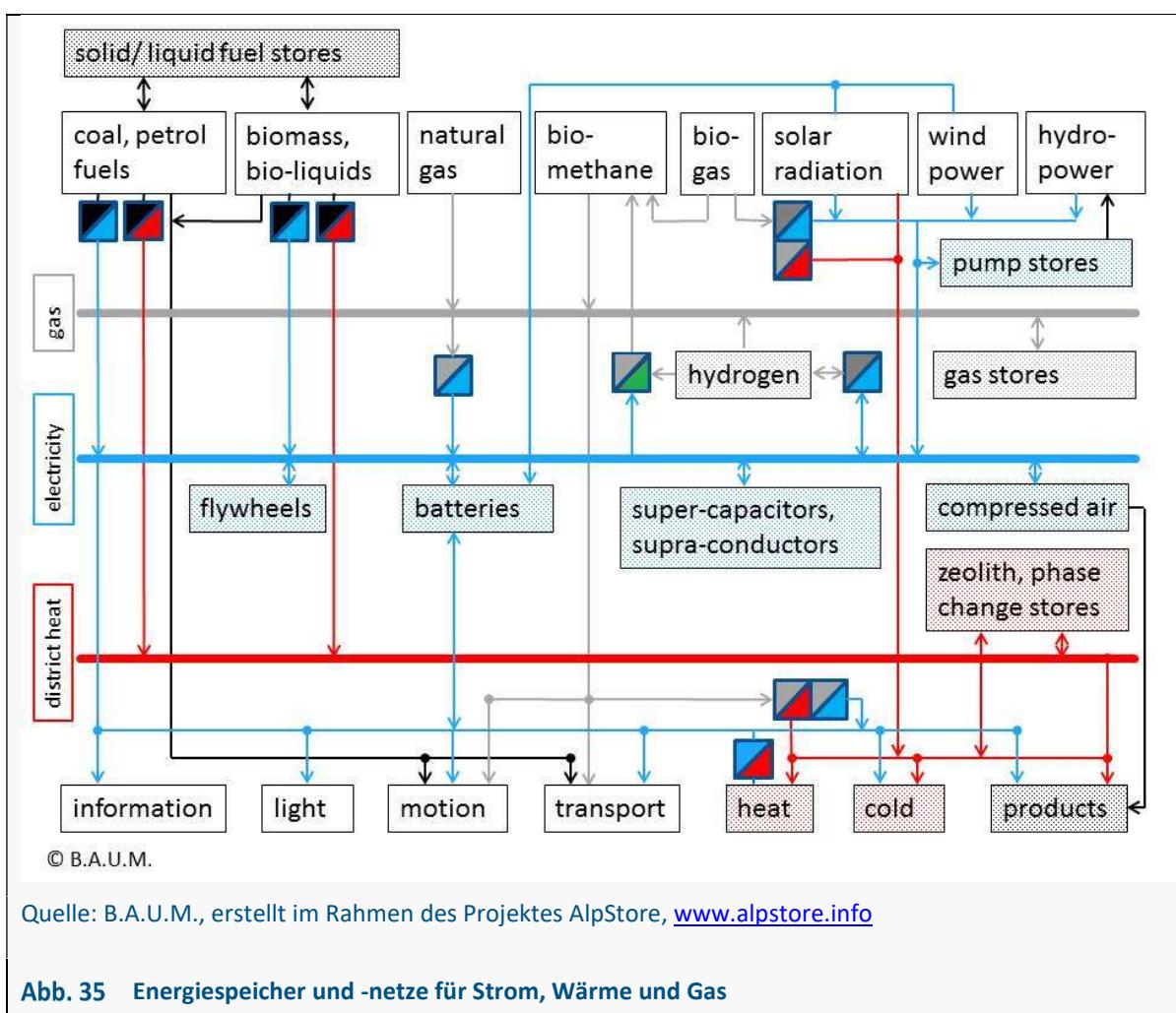
Energiespeicher, bei denen elektrische Energie direkt gespeichert oder in eine andere Energieform umgewandelt, in dieser Form gespeichert und anschließend wieder in elektrische Energie zurückverwandelt wird, sind eher die Ausnahme. Bei einer Unterscheidung nach auftretenden Energieformen können z.B. wie folgt fünf Arten von Energiespeichern unterschieden werden:

1. Speicher für feste, flüssige oder gasförmige Energieträger wie Biomasse, Biotreibstoffe oder Biomethan am Anfang von Energieumwandlungsketten.
2. Speicher, die direkt elektrische Energie speichern. Dies sind entweder Kondensatoren, Spulen oder Kombinationen von beiden (Schwingkreise). Im Zusammenhang mit der Nutzung als Energiespeicher sind insbesondere die Ausführungen mit großer Speicherkapazität relevant, Superkondensatoren und supraleitende Spulen. Diese Speicher haben eine vergleichbar geringe Energiespeicherkapazität, können jedoch sehr schnell, d.h. mit hohen Leistungen be- und entladen werden. Sie sind eher als Pufferspeicher in Energieversorgungsanlagen integriert als an das Netz zur allgemeinen Versorgung angeschlossen.
3. Speicher, die beim Laden elektrische Energie in eine andere Energieform um- und beim Entladen wieder in elektrische Energie zurückverwandeln (Batterien, Wasserstoff, Schwungräder, Pumpspeicherkraftwerke, Druckluft, flüssige Luft, etc.). Diese Speicher können an das elektrische Netz zur allgemeinen Versorgung angeschlossen sein, kommen aber auch oft im Zusammenhang mit autonomen Elektrizitätsversorgungssystemen zum Einsatz.
4. Speicher für thermische Energie, die diese beim Laden in chemische Energie um- und bei der Entladung wieder in thermische Energie zurückverwandeln (Phasenwechselmaterialien, Zeolith, etc.).
5. Speicher für Energie in der Form, in der sie genutzt wird, d.h. am Ende einer Energieumwandlungskette. In der Regel sind dies inhärente Speicher, die eine Pufferfunktion erfüllen. Zu dieser Kategorie gehören Wassertanks, dort, wo mit Energieaufwand Wasser bereitgestellt wird; Fernwärmennetze, die Teile der bereitgestellten Wärme in ihren Leitungen speichern; Kühl- und Gefrierhäuser, in denen selbst Kälte gespeichert wird, ohne dass es eines separaten Speichers bedürfte; Tanks für verflüssigte Gase, wo solche verwendet werden; und nicht zuletzt jedes unter Einsatz von Energie hergestellte industrielle Zwischen- oder Endprodukt.

Das Gesamtbild verschiedener Speicheroptionen und ihrer Verbindungen zu Energieerzeugungs- und –verbrauchsanlagen ist recht komplex. Abb. 35 zeigt einen Überblick über die wichtigsten Verbin-

³⁵ Mündliche Mitteilung von B.A.U.M.-Mitarbeitern, die als Ökoprofit-Berater für Unternehmen arbeiten.

dungen. Sie unterscheidet insbesondere (1) Gas (Erdgas, Bio-Methan, Wasserstoff und Mischungen dieser Gase, deren chemische und physikalische Eigenschaften im Bereich der Norm für Erdgas liegen, was erlaubt, sie über die existierenden Erdgasnetze zu transportieren und zu verteilen und in existierenden Erdgasspeichern zu lagern (grau), (2) Elektrizität (blau), und (3) Wärme (rot). Umwandlungseinrichtungen, die Energie zwischen diesen Formen umwandeln sind durch diagonal geteilte zweifarbiges Quadrate gekennzeichnet. Weiterhin zeigt Abb. 35 feste und flüssige Kraftstoffe, Wasser und Produkte, die allesamt Arten von Energiespeichern sind (schwarz).



ERNEUERBARE ENERGIEN

Erneuerbare Energien (EE) sind Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie bereitgestellte Energie aus Biomasse.

ERZEUGUNGSMANAGEMENT

Veränderung der Ausgangsleistung von Energieerzeugungsanlagen mit dem Ziel der Herstellung des **BILANZIELLER AUSGLEICH** innerhalb eines Energieversorgungssystems.

FLEXIBILITÄT

Bezeichnet hier die Fähigkeit eines Elements des Energieversorgungssystems die Leistungsaufnahme oder –abgabe in Abhängigkeit von externen Erfordernissen zu verändern. Die übergeordnete externe Erfordernis ist, dass in einem zusammenhängenden Energieversorgungssystem Energieerzeugung, -verbrauch und –speicherung sich zu jedem Zeitpunkt die Waage halten müssen (**BILANZIELLER AUSGLEICH**).

Daneben gibt es wirtschaftliche Erfordernisse, etwa das Ziel der Gewinnmaximierung, technische Grenzen (ein Speicher ist voll oder leer), der Schutz von Personen und Gütern (Abschaltung von Kernkraftwerken im Fall einer Störung oder von Windkraftanlagen bei Starksturm), Umweltbelange (Drosselung flusswassergekühlter thermischer Kraftwerke bei Überschreiten einer kritischen Flusswassertemperatur) oder andere Gründe, die alle eine externe Erfordernis darstellen können, Energieerzeugung, -verbrauch oder –speicherung zu beeinflussen. Eine wichtige, sowohl ökonomische als auch sicherheitsrelevante Erfordernis ist z.B., dass keine unerwünschten Energieverbräuche (zu hohe Verluste, Überlastung von Geräten, etc.) auftreten.

Im engeren Sinn wird im Zusammenhang mit der Stromversorgung über ein Netz der allgemeinen Versorgung von Flexibilität gesprochen. Dabei sind die Frequenz und Spannung die Parameter, deren Werte anzeigen, ob der notwendige **BILANZIELLER AUSGLEICH** in gewünschter Weise erzielt wird.

Die Bedingung, dass Erzeugung, Verbrauch und Speicherung zu jedem Zeitpunkt bilanziell ausgeglichen sein müssen, gilt auch für jedes Teilsystem der Energieversorgung. Allerdings sind die Teilsysteme i.d.R. offen, so dass der Ausgleich auch durch Zu- oder Abfluss aus dem Teilsystem, d.h. im Fall von elektrischer Energie über Netzeitungen hergestellt werden kann. Eine Grenze stellt dabei die Übertragungskapazität der Netzeitungen dar, welche das Teilsystem mit anderen Teilen des Stromversorgungssystems verbinden, und die momentane Fähigkeit der anderen Teilsysteme, Energie aufzunehmen oder abzugeben.

Eine hohe Flexibilität ist gegeben, wenn die erforderliche Veränderung zur Herstellung des **BILANZIELLER AUSGLEICH** schnell, in großem Umfang und für eine längere Zeitdauer erfolgen kann; anders ausgedrückt: wenn große Leistungsänderungen für eine längere Zeitdauer möglich sind.

Flexible Elemente können Energieerzeugungsanlagen, Verbrauchsaggregate oder **ENERGIESPEICHER** sein. Je nachdem zu welcher dieser Gruppen flexibler Elemente eine Einrichtung gehört, deren Flexibilität genutzt wird, wird von **ERZEUGUNGSMANAGEMENT**, **LASTMANAGEMENT** oder **ENERGIESPEICHER** gesprochen.

Der Begriff der Flexibilität hat in der energiewirtschaftlichen Diskussion durch den starken Anstieg der Stromerzeugung aus **ERNEUERBAREN ENERGIEN (EE)** an Bedeutung gewonnen, obgleich er zunächst nichts mit EE zu tun hat; denn auch eine rein konventionelle Energieversorgung benötigt und verfügt über flexible Elemente aller drei genannten Kategorien. Allerdings ist bei PV- und Windkraftanlagen, den Anlagen zur Stromerzeugung aus EE mit dem bei weitem größten Potenzial, das Maximum der Ausgangsleistung von nicht kontrollierbaren Faktoren (Sonneneinstrahlung und Windgeschwindig-

keit) abhängig, wenngleich die Ausgangsleistung im Intervall zwischen Null und der momentanen Maximalleistung sehr wohl gesteuert werden kann. Da aber die GRENZKOSTEN der Stromerzeugung von PV- und Windkraftanlagen nahezu Null sind, besteht wenig Interesse daran, sie unterhalb des momentanen Maximums der Ausgangsleistung zu betreiben, solange es andere Möglichkeiten des **BILANZIELLER AUSGLEICH** gibt, deren Nutzung i.d.R. wirtschaftlich sinnvoller ist. Mithin richtet sich der Blick zunehmend darauf, mit welchen Elementen die meist im schwankenden Maximum der Ausgangsleistung betriebenen PV- und Windkraftanlagen innerhalb des Energieversorgungssystems sinnvoll ergänzt werden. Dabei ist die Flexibilität der PV und Windkraft ergänzenden Elemente ein entscheidendes Kriterium für ihre Berücksichtigung.

Eine Besonderheit der Anlagen zur Nutzung von EE zur Stromerzeugung ist, dass sie zu den am schnellsten regelbaren Stromerzeugungsanlagen überhaupt gehören. Zudem ist ihre Leistung zwischen 0 und 100% der momentanen Maximalleistung regelbar. Dies gilt insbesondere für PV- und Windkraftanlagen, deren Leistung binnen Sekunden rein elektronisch (PV) bzw. aerodynamisch (Windkraft) zwischen 0 und 100% der momentanen Maximalleistung geregelt werden kann. Die elektrische Ausgangsleistung von Biogas-BHKW kann binnen ca. 15 Minuten zwischen 0 und 100% geregelt werden. Ähnlich flexibel sind mit Erdgas befeuerte Gaskraftwerke. In scharfem Gegensatz dazu benötigen Steinkohlekraftwerke 2-4 Std. für einen Heiß- und 6-8 Std. für einen Kaltstart. Die Kaltstartzeiten von Braunkohle- und Kernkraftwerken liegen sogar bei 9-15 bzw. 24 Std.³⁶

GENAUIGKEIT

Entgegen einem verbreiteten Vorurteil arbeitet die neuzeitlich-abendländische Naturwissenschaft eben gerade nicht vollkommen genau, auch nicht immer so genau wie möglich, sondern mit einer von Fall zu Fall unterschiedlichen, jeweils als angemessen empfundenen, aber eben unvollkommenen Genauigkeit. Gerade dadurch wird eine exakte Beschreibung von Naturvorgängen in der Sprache der Mathematik überhaupt erst möglich. Darin, in der Anwendung der Mathematik auf Vorgänge in der Natur auf der Erde, die immer nur ungenau gemessen und beschrieben werden können, besteht der Kern der wissenschaftlichen Revolution Galileo Galileis.

Ein Beispiel für ein als angemessen ungenau empfundenes Vorgehen ist die Beschreibung der Erde als Kugel. Das ist sie nicht, denn nicht jeder Punkt der Oberfläche hat den gleichen Abstand zu ihrem Mittelpunkt; andernfalls gäbe es kein festes Land und weder Berge noch Täler. Die Erde als Kugel zu betrachten ist jedoch in den meisten Fällen hinreichend genau und erlaubt, richtige Schlussfolgerungen zu ziehen.

In diesem Sinne sind die vereinfachenden Annahmen zu verstehen, die in jeder naturwissenschaftlichen Arbeit, auch in der hier vorliegenden, gemacht werden, um überhaupt zu neuen Erkenntnissen zu gelangen und richtige Schlussfolgerungen für das Handeln zu ziehen.

³⁶ J.N. Mayer, N. Kreifels, B.Burger: Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme, Freiburg, August 2013; <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/kohleverstromung-zu-zeiten-niedriger-boersenstrompreise.pdf> [abgerufen am 17. September 2013]

GRENZKOSTEN

Mathematisch die erste Ableitung der Energiekosten nach der Energie im Punkt der momentanen Energieerzeugung einer Anlage: $\frac{dK(E)}{dE} \Big|_{E_{mom}}$ Anders ausgedrückt: Das Verhältnis der Änderung der Kosten zur Änderung der Energieerzeugung aus einer Anlage, wenn diese nur geringfügig verändert wird.

Bei PV- und Windkraftanlagen sind die Grenzkosten nahezu Null, da es fast keinen Unterschied macht, ob eine PV- oder Windkraftanlage im momentanen, wetterbedingten Erzeugungsmaximum oder bei einer niedrigeren Leistungsabgabe betrieben wird. Bei Erzeugungsanlagen, die Brennstoffe benötigen, das sind u.a. alle fossilen Kraftwerke und Kernkraftwerke, werden die Grenzkosten im Wesentlichen durch die Brennstoffkosten bestimmt.

Die Grenzkosten sind i.d.R. von den Energiegestehungskosten, im Fall der Stromerzeugung von den Stromgestehungskosten, verschieden, welche die durchschnittlichen Kosten je Energieeinheit über die Laufzeit einer Anlage bezeichnen.

KUPFERPLATTENAPPROXIMATION

Vereinfachende Annahme, dass in einem betrachteten Netzgebiet, meist ein Ortsnetz oder kleinräumige regionale Verteilnetze, alle auftretenden Leistungsflüsse stattfinden können, ohne dass die konkrete Netztopologie dem Grenzen setzt. Dahinter steht das nicht wirklich passende Bild einer alles leitenden Kupferplatte, welche die betrachteten Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen verbindet. Da elektrische Netze sehr oft überdimensioniert ausgelegt werden, ist diese Annahme entsprechend oft richtig. Kommen neue Verbrauchsanlagen, wie etwa eine vollelektrische leistungsstarke kabelgeführte Landmaschine oder neue Erzeugungsanlagen, etwa zur Stromerzeugung aus **ERNEUERBARE ENERGIEN** im Betrachtungszeitraum im betrachteten Netzgebiet hinzu, kann diese Annahme falsch werden. Beschränkt man sie jedoch auf ein kleines Netzgebiet, ist der Fehler, der mit der Annahme gemacht wird, klein, da bei Realisierung des betrachteten Szenarios lediglich eine vergleichsweise kurze Netzleitung neu gebaut oder verstärkt werden müsste.

LAST

In der Elektrotechnik synonym für Verbrauchsleistung verwendeter Begriff. Die physikalische Einheit ist Watt [W]. Die Last bezeichnet die zeitliche Rate eines Energieverbrauchs. Der höchste Wert innerhalb eines Zeitintervalls wird als Spitzenlast oder Maximallast, entsprechend der niedrigste als Minimallast und der durchschnittliche Wert als Durchschnittslast bezeichnet.

LASTMANAGEMENT

In vielen Fällen, in denen elektrische Energie zur Bereitstellung einer **ENERGIEDIENSTLEISTUNG** verwendet wird, etwa bei Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen, Kälteerzeugung mittels elektrisch angetriebener Kältemaschinen, Drucklufterzeugung mittels elektrischer Kompressoren, läuft die elektrisch angetriebene Maschine, welche die Bereitstellung sichert, nicht permanent bei konstanter Leistung, sondern nur intervallweise. In den Zeiten zwischen diesen Intervallen wird die erbrachte **ENERGIE**

DIENSTLEISTUNG (Wärme, Kälte, Druckluft, etc.) gespeichert. Dies ist eine indirekte Form der Stromspeicherung.

Oft ist es nun direkt oder nach Vergrößerung des sowieso vorhandenen Energiedienstleistungsspeichers (Warmwasserbehälter, Kühlhaus, Druckluftflasche, etc.) möglich, den Zeitpunkt des Betriebs der elektrisch angetriebenen Maschine zu verschieben, ohne dass dies auf die Erbringung der gewünschten ENERGIEDIENSTLEISTUNG einen Einfluss hat.

Diese **FLEXIBILITÄT** der elektrischen Lastaufnahme kann gezielt genutzt werden, um einen **BILANZIELLER AUSGLEICH** zwischen (fluktuierender) Energieerzeugung und –verbrauch herzustellen. Dies wird als **LASTMANAGEMENT** bezeichnet und ist meist kostengünstiger als **ERZEUGUNGSMANAGEMENT** oder Energiespeicherung in extra und ausschließlich für den bilanziellen Ausgleich installierten **ENERGIESPEICHERN**.

Die größten und am einfachsten zu erschließenden Potenziale zum Lastmanagement existieren in der Industrie. So wurde ein Lastmanagementpotenzial von ca. 1 GW in Unternehmen in den Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern identifiziert, welches für durchschnittlich eine Stunde aktiviert werden kann. D.h. eine Leistungsaufnahme von 1 GW kann um durchschnittlich eine Stunde verschoben werden.³⁷ Die beiden süddeutschen Bundesländer sind von der bereits erfolgten und weiter geplanten Abschaltung von Kernkraftwerken am meisten betroffen und verfügen im Gegensatz zu den nördlicheren Bundesländern nicht mehr um große Überkapazitäten bei der Stromerzeugung. Da zudem der Ausbau von Übertragungsnetzverbindungen nach Norddeutschland wie der „Thüringer Strombrücke“ verzögert erfolgt, haben beide Bundesländer einen größeren aktuellen und weiter wachsenden Bedarf an Flexibilität im Stromversorgungssystem.

Lastmanagement wird in der Industrie bereits seit langem angewandt, um die Strombeschaffungskosten zu optimieren. Im Kleingewerbe, Landwirtschaft und privaten Haushalten ist es vergleichsweise neu aber auch nicht unbekannt: Die An- und Abschaltung von Nachspeicherheizungen und Wärmepumpen mittels eines Rundsteuersignals des Netzbetreibers ist eine bereits länger verbreitete Form des Lastmanagements. Dank neuer Möglichkeiten der Informations- und Kommunikationstechnologie wird sich Lastmanagement zunehmend leichter und mit kleineren Energiemengen und größerer zeitlicher Variabilität durchführen lassen als bisher.

LEISTUNGSAUTARKIE

Im Zusammenhang mit geographischen Einheiten wie Inseln, isolierten Dörfern, Regionen u.a. Gebieten wird von Leistungsautarkie gesprochen, wenn innerhalb des Gebietes eine **EIGENDECKUNG (ZEITSYNCHRON)** des Elektrizitätsbedarfs aus Erzeugungsanlagen innerhalb des Gebietes von 100% vorliegt. Die Leistungsautarkie ist ein wesentlich anspruchsvollereres Ziel als die **ENERGIEAUTARKIE** und verlangt einen genau abgestimmten Einsatz von **FLEXIBILITÄT**optionen.

³⁷ Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft im Auftrag von Agora Energiewende, August 2013;

<http://www.agora-energiewende.de/themen/effizienz-lastmanagement/detailansicht/article/endbericht-zum-lastmanagement-erschienen/> [abgerufen am 26. September 2013]

NACHHALTIGKEIT

Bezeichnet „eine Entwicklung, in der die Bedürfnisse heutiger Generationen befriedigt werden sollen, ohne die Lebensgrundlagen kommender Generationen zu gefährden“.³⁸

NETZDIENLICHES VERHALTEN

Ein anderer Ausdruck für **NETZKONFORMes** Verhalten. Wird in diesem Bericht in einem engeren Sinn als Bezeichnung für bestimmte Betriebsweisen des ENERGIESPEICHERS verwendet, welcher an das elektrische Netz zur allgemeinen Versorgung angeschlossen werden kann. Der Ausdruck könnte jedoch auch für andere ENERGIESPEICHER, Erzeugungsanlagen oder Verbrauchseinrichtungen verwendet werden. Die Betriebsweisen werden als netzdienlich bezeichnet, wenn sie helfen, Frequenz und Spannung in den vorgesehenen Grenzen zu halten. Dies geschieht durch gezielte Aufnahme oder Abgabe von Wirk- und/ oder BLINDELEISTUNG.

Hintergrund für den Bedarf an elektrischen Einrichtungen, die ein NETZDIENLICHES VERHALTEN zeigen ist der starke Ausbau der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen. Diese werden i.d.R. im oder nahe am jeweiligen Erzeugungsmaximum betrieben, welches jedoch von der momentanen solaren Einstrahlung und Umgebungstemperatur, bzw. der Windgeschwindigkeit bestimmt wird. Ein Betrieb unterhalb der jeweils möglichen maximalen Leistung ist für den Betreiber grundsätzlich zunächst ökonomisch unsinnig, da die GRENZKOSTEN von PV- und Windstromerzeugung nahe Null sind und die Vergütung für die erzeugte Energiemenge gewährt wird, nicht für deren grundsätzliche Bereitstellung (Vorhalten von Erzeugungskapazität).

Davon abweichende Vergütungsschemata können auch den Betrieb von PV- und Windkraftanlagen unterhalb des jeweils möglichen Leistungsmaximums (Abregeln) ökonomisch sinnvoll machen. Eine ABREGELUNG geschieht nach EEG §11 (Einspeisemanagement) gegenwärtig immer dann, wenn der Netzbetreiber damit eine Netzüberlastung vermeiden will und ihm andere Mittel nicht zur Verfügung stehen. Nach EEG §12 (Härtefallregelung) ist der Anlagenbetreiber dann jedoch für die grundsätzliche Bereitschaft zur Stromerzeugung zu vergüten.

NETZKONFORM

Bezeichnet eine Eigenschaft von Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchern. Diese werden netzkonform betrieben, wenn sie dazu beitragen, den bilanziellen Ausgleich innerhalb des Stromversorgungssystems herzustellen. Anders als der Begriff vermuten lässt, bezeichnet der Begriff keine Betriebsweise, welche durch Anforderungen des Netzes selbst gewünscht oder erforderlich ist, sondern durch das Verhalten anderer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen notwendig wird.

ORTSNETZ

Nach (Konstantin, 2013)³⁹ ein mit Niederspannung von 400/230 V betriebenes elektrisches Teilnetz, das über einen Ortsnetztransformator mit dem Mittelspannungsverteilnetz verbunden ist und Ver-

³⁸ https://www.itz.de/fileadmin/publikationen/IZT_WB57.pdf [abgerufen am 15. Februar 2017]

³⁹ S. 456

braucher mit einer Leistung von insgesamt einigen 100 kW bis einigen 1.000 kW versorgt. An das Ortsnetz werden auch kleinere Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen angeschlossen, insbesondere die große Mehrheit der PV-Anlagen in Deutschland.

PRECISION FARMING (PRÄZISIONSLANDWIRTSCHAFT)

Precision Farming (PF) ist die engl. Bezeichnung für Präzisionslandwirtschaft oder Präzisionsackerbau, alternativ Begriffe sind Teilschlagbezogene Landwirtschaft, Computer-Aided Farming (CAF) oder Lokales Ressourcenmanagement. Dabei handelt es sich um ein informationsgeleitetes Managementkonzept der Landbewirtschaftung, das auf den Einsatz modernster Sensorik und Geoinformationen basiert. Es dient der ortsdifferenzierten und zielgerichteten Bewirtschaftung, um die Landbewirtschaftungsmaßnahmen an die Variabilität der Standort- und Bestandsparameter anzupassen. Ökonomische Ziele sind die Einsparung von Betriebsmitteln sowie die Erhöhung der Ertragssicherheit und -qualität. Ökologische Zielsetzung ist eine nachhaltige, integrative und umweltschonende Landwirtschaft.

Bei der teilflächenspezifischen Bewirtschaftung können innerhalb eines großen Feldes (Schlag) die Beschaffenheit verschiedener Teilflächen berücksichtigt werden. Es werden teilflächenspezifisch diejenigen Betriebsmittel (z.B. Nährstoffe oder Pflanzenschutzmittel) ausgebracht, die die Kulturen brauchen. Eingesetzt werden beispielsweise Bildsensoren zur Unkrauterkennung, Steuerungssensoren für Düng- und Pflanzenschutzapplikation oder Korndurchsatz-Messsensoren beim Mähdresch zur Ertragskontrolle. Damit können Informationen teils in Echtzeit und mit einem bis fünf Meter Ortsgenauigkeit erhoben werden und in das Management zur Landbewirtschaftung einfließen. (Baldenhofer, 2016)

PRIMÄRREGELLEISTUNG

In Deutschland erste Stufe der Korrektur des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie zwecks Einhaltung der Netzfrequenz. Primärregelleistung (PRL) kann positiv oder negativ sein, je nachdem, ob gerade weniger oder mehr elektrische Energie erzeugt und ins Netz zur allgemeinen Versorgung eingespeist als aus diesem bezogen und verbraucht wird. PRL muss im Fall einer Frequenzabweichung vollautomatisch innerhalb von 30 Sekunden im vollen vertraglich vereinbarten Umfang bereitgestellt werden und für 15 Minuten vorgehalten werden können. Nach 30 Sekunden wird sie von der Sekundärregelleistung, nach spätestens 15 Minuten von der Minutenreserven (Tertiärregelleistung) abgelöst. PRL wird üblicherweise durch eine schnelle Änderung der Erzeugung elektrischer Energie in den Generatoren großer thermischer Kraftwerke bereitgestellt. Dafür dürfen diese nicht am Maximum ihrer Kapazität betrieben werden, sondern 3-5 % darunter.

(Konstantin, 2013)⁴⁰ Auch Batterien können PRL leicht bereitstellen. Optimal werden sie dazu in einem Ladezustand von 50 % gehalten. (Anforderungen) PRL wird von den Übertragungsnetzbetreibern über Auktionen eingekauft. PRL muss grundsätzlich symmetrisch, also positiv wie negativ und immer für eine ganze Woche angeboten werden. Dabei werden Preise von etwa 3.000 €/MW erzielt. (Ausschreibungsübersicht)

⁴⁰ S. 469

PROGRAMMIERBAR

Dieser im Deutschen in der Formulierung „programmierbare Erneuerbare Energien“ kaum verwendete Begriff greift die im Italienischen häufig vorkommende Unterscheidung von „fonti rinnovabili programmabili“ (programmierbare/ steuerbare erneuerbare Quellen) <-> „fonti rinnovabili non programmabili“ (nicht programmierbare/ steuerbare erneuerbare Quellen) auf. Unter ersten sind Quellen Erneuerbarer Energie zu verstehen, bei denen die Anlagen zu ihrer Nutzung eine nicht von Tageszeit und Wetter begrenzte Ausgangsleistung haben, unter zweitem jene, bei denen das nicht der Fall ist. Der Ausdruck entspricht etwa dem englischen „dispatchable energy“ (lieferbare Energie). Der deutsche Ausdruck „regelbare Energie“ greift zu kurz, da auch PV und Windkraftanlagen regelbar sind, sogar sehr dynamisch, allerdings immer nur zwischen null und einer von Sonneneinstrahlung bzw. Windgeschwindigkeit abhängigen Obergrenze. Solar- und Windenergie sind daher besser als nicht programmierbare Energiequellen zu bezeichnen.

Programmierbare Energiequellen haben diese Eigenschaft immer nur auf Grund eines Energiespeichers. Bei fossilen Kraftwerken sind dies die vorgelagerten Kohle-, Öl- oder Gasspeicher, bei Biomassekraftwerken Holz- u.a. Biomassespeicher, bei Speicherwasserkraftwerken das obere Speicherbecken. Werden Anlagen zur Nutzung von Solar- und Windkraft mit Speichern kombiniert, z.B. solar-thermische Kraftwerke mit Wärmespeichern oder PV und Windkraftanlagen mit Batteriespeichern, werden sie ebenfalls programmierbar. Die Zeit, für die ein Kraftwerk programmierbar ist, hängt dabei in allen Fällen von der Kapazität des Speichers ab, bzw. von der Zuverlässigkeit der regelmäßigen Brennstoffanlieferung. Wird diese unterbrochen, etwa auf Grund eines Handelsboykotts oder technischen Schwierigkeiten beim Transport, endet auch die Programmierbarkeit insbesondere bei fossilen Kraftwerken mit langen internationalen Logistikketten teilweise schon nach wenigen Stunden.

PROSUMER

Strommarktteilnehmer, der sowohl elektrische Energie verbraucht als auch selbst erzeugt. Einen Grenzfall stellt ein Verbraucher dar, der durch LASTMANAGEMENT und/ oder ENERGIESPEICHER seine Energiebeschaffung aktiv optimiert.

Gegenwärtig ist der Spielraum für eine aktive Energiebeschaffungsoptimierung noch recht eingeschränkt. Insbesondere spielt eine Rolle, dass das Tagesprofil des Strompreises an der EEX z.Z. recht flach und der Einsatz von **FLEXIBILITÄT** nicht rentabel ist.

Es ist aber damit zu rechnen, dass mit weiter zunehmendem Anteil von PV- und Windstrom an der Stromerzeugung, die heute bereits zu beobachtenden Nachfragespitzen nach residualer (konventioneller) Stromerzeugung und damit einhergehende Preisspitzen am frühen Vormittag und am späten Nachmittag bzw. Abend häufiger und ausgeprägter sein werden. Damit wächst auch der wirtschaftliche Vorteil, der durch den Einsatz von **FLEXIBILITÄTEN** erzielt werden kann.

Vor allem aber wird es für immer mehr Stromverbraucher interessant, den eigenen Strombedarf selbst durch Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen oder Gas-BHKW zu decken. In Extremfällen, z.B. wenn vor allem Kühlaggregate zu versorgen sind, deren Strombedarf sehr gut mit der Sonneneinstrahlung korreliert, kann selbst mit einer PV-Anlage bis zu 90% des eigenen Strombedarfs selbst gedeckt werden.⁴¹

⁴¹ s. PV-Magazin, Meldung über 8 MW-Anlage auf Gewerbegebäude

RESILIENZ (WIDERSTANDSFÄHIGKEIT)

Nach (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Bundesministerium für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), 2015) bezeichnet der Begriff Resilienz, wie er im Rahmen der deutschen Entwicklungszusammenarbeit verwendet wird, „*die Fähigkeiten von Ländern, Gesellschaften und Haushalten, mit Wandel (Change) umzugehen, wobei der Lebensstandard gehalten oder angepasst wird, wenn Störungen und Krisen - wie Dürren oder kriegerische Auseinandersetzungen - auftreten, ohne dabei die langfristigen Entwicklungschancen zu mindern. Die Resilienz von Systemen hängt demnach von zwei wichtigen Eigenschaften ab: Der Robustheit und der Veränderungsfähigkeit.*“ Dabei verfolgt die Resilienzforschung einen systemischen Ansatz. Menschen und Haushalte wirtschaften in einem Lebenshaltungssystem (Livelihoodsystem), leben in einem Agrarökosystem und sind Teile eines politischen und sozialen Sicherungssystems. Resilienz bedeutet, Krisen absorbieren bzw. sich an sie anpassen zu können oder wichtige Bereiche des Lebens Veränderungen zu unterziehen (Transformation). Ein zentraler Baustein dafür ist die Verbesserung des nachhaltigen Ressourcenmanagements.⁴² Nicht resiliente Systeme habe eine gesteigerte Verwundbarkeit (Vulnerabilität).

SMART FARM

Landwirtschaftlicher Betrieb, dessen Energieflüsse mit einem hohen Grad an Automatisierung so gelenkt werden, dass sowohl für den landwirtschaftlichen Betrieb selbst als auch für Dritte der Verbrauch an Energie gesenkt und/oder die Erzeugung von Energie maximiert wird, wobei ein möglichst hoher Teil der Energie aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt und nach Möglichkeit noch ein sonstiger Nutzen erzielt wird. Ein sonstiger Nutzen ist etwa die Verbesserung der landwirtschaftlichen Produktion selbst oder zusätzliche bzw. besser gesicherte Einnahmen des landwirtschaftlichen Betriebs.

SPEICHER

s. ENERGIESPEICHER

STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Spezifische Kosten elektrischer Energie, dargestellt z.B. in ct/kWh, ermittelt aus den Vollkosten einer Stromerzeugungsanlage über die gesamte finanzielle Laufzeit der Anlage, dividiert durch die in dieser Zeit erzeugte elektrische Energie. In die Vollkostenrechnung fließen die Investitions- und Betriebskosten ein. Sie werden den Einnahmen gegenüber gestellt, in denen die Stromgestehungskosten als zu ermittelnde Unbekannte enthalten sind.

Wie in der Finanzmathematik bzw. jeder Investitionsrechnung üblich, werden die Kosten und die als Unbekannte in der Rechnung enthaltenen Einnahmen für das Jahr n mit dem Faktor $q = \left(\frac{1}{(1-\frac{z}{100})}\right)^n$ gewichtet, wobei z die angestrebte Kapitalverzinsung in Prozent ist.

⁴² <https://www.giz.de/fachexpertise/downloads/giz2015-de-was-ist-nachhal-landw.pdf> [abgerufen am 14. Februar 2017]

Da bei allen EE-Anlagen, ausgenommen Biomasse-Anlagen, die Vollkosten vor allem von den Investitionskosten zu Beginn der Laufzeit bestimmt sind, während sich die durch die Rechnung zu ermittelnden, durch keine Ausgaben kompensierten und durch den Faktor q^n gewichteten Einnahmen auf einen vergleichsweise langen Zeitraum verteilen, sind die zu ermittelnden Stromgestehungskosten extrem von der angestrebten Kapitalverzinsung abhängig.

Die folgende Graphik zeigt den Einfluss der angestrebten Kapitalverzinsung auf die Stromgestehungskosten am Beispiel einer kleinen PV-Anlage. Diese sei im Herbst 2013 installiert worden und habe folgende Kennwerte:

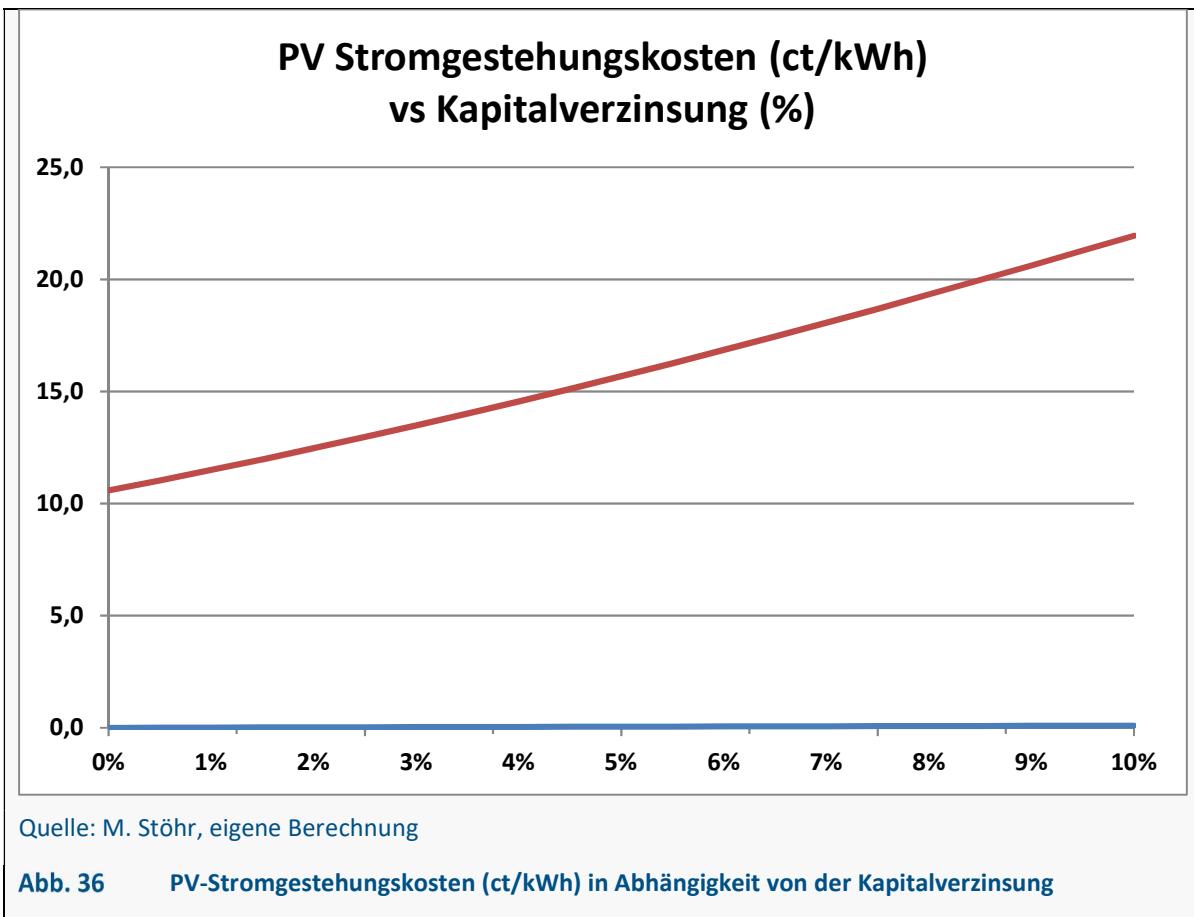
PV Generatorleistung:	17 kWp
Spezifische Systemkosten:	1.600 €/kWp ⁴³
Spezifischer Jahresertrag:	950 kWh/ kWp
Gesamtinvestition:	27.200 €
Jährliche Betriebskosten:	350 €
Finanzielle Lebensdauer:	20 Jahre

Die angestrebte Kapitalverzinsung ist dabei die effektive Mischverzinsung von Eigen- und Fremdkapital; bei 100% Eigenkapitalfinanzierung ist sie mit der Eigenkapitalrendite identisch.

Die Graphik zeigt, dass die Kapitalverzinsung einen sehr großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat. Die Kapitalzinsen können wichtiger als die solare Einstrahlung sein.⁴⁴ Daraus folgt, dass indirekt die Finanzierungs- und Eigentümerstruktur einen wesentlichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat: Während EE-Genossenschaften üblicherweise mit einer Eigenkapitalrendite von 4% zufrieden sind und bei der Aussicht auf eine solche Rendite investieren, müssen börsennotierte Aktiengesellschaften eine etwa doppelt so hohe Eigenkapitalverzinsung erzielen. Die Stromgestehungskosten steigen bei 100 % Eigenkapitalfinanzierung dadurch um ein Drittel von 14,56 ct/kWh auf 19,32 ct/kWh in dem aufgezeigten Fall.

⁴³ Durchschnittliche Systemkosten im September 2013 nach EuPD Research; <http://www.pv-magazine.de/themen/investoren/pv-systempreise/> [abgerufen am 1. Oktober 2013]

⁴⁴ PV Status Report 2012 des Joint Research Centre of the European Commission (EC-JRC) in Ispra, zitiert in: Globaler PV-Markt vor dem großen Boom, Solarthemen 409 vom 10. Oktober 2013, S. 8



SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Systemdienstleistungen bezeichnen hier Dienstleistungen für das System zur Erzeugung, zum Transport und zur Verteilung elektrischer Energie. Innerhalb dieses Systems müssen verschiedene elektrische Parameter wie die Frequenz und ihre Oberschwingungen, die Spannung der jeweiligen Netzebene, der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung und die Verteilung der Energieflüsse auf die drei Phasen des Drehstromnetzes innerhalb bestimmter Grenzen gehalten werden. Dazu dient zunächst ein NETZKONFORMES oder NETZDIENLICHES VERHALTENN an das Netz angeschlossener elektrischer Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen. Kommt es dennoch zu unzulässigen Abweichungen eines oder mehrerer elektrischer Parameter von den Sollwerten, müssen Ausgleichsmaßnahmen vorgenommen werden. Diese werden hier als Systemdienstleistungen bezeichnet. Sie können aktiv von Verbrauchs- oder Erzeugungseinrichtungen oder von Energiespeichern erbracht werden, oder passiv durch elektrische Komponenten wie regelbare Transformatoren, Spulen oder Kondensatoren. Ein Beispiel einer Systemdienstleistung ist die Bereitstellung von PRIMÄRREGELLEISTUNG.

VOLLLASTSTUNDEN

Bei Energieverbrauchern wie –erzeugern wird mit Blick auf die Anforderungen an die damit verbundene Infrastruktur zur Energieübertragung, -verteilung oder -speicherung die Information darüber benötigt, in welchem Umfang sie Energie in dem Maße benötigen beziehungsweise bereitstellen, wie sie dazu maximal in der Lage sind. Hintergrund ist, dass Verbraucher und Erzeuger, die die meiste Zeit viel weniger Energie benötigen beziehungsweise bereitstellen als sie es maximal tun, Infrastruktur wie elektrische Netze in höherem Maße erfordern als solche, die die meiste Zeit Energie nahe an ihrem Maximum benötigen oder bereitstellen. Zum Beispiel benötigt ein Kraftwerk, das konstant bei Maximalleistung Energie erzeugt und ein Industrieunternehmen versorgt, dass Energie mit konstanter Leistung benötigt, eine elektrische Leitung, die konstant voll ausgelastet ist. Dies ist effizienter und wirtschaftlicher, als wenn die Leistung nur punktuell das Maximum erreicht.

Vor diesem Hintergrund ist der Begriff der Vollaststunde definiert als das Verhältnis aus der verbrauchten beziehungsweise erzeugten Energie zu der Energie zur Leistung, zu der sie bezogen oder geliefert wird. Dieses Verhältnis hat die physikalische Dimension der Zeit und wird üblicherweise in der Einheit Stunde [h] angegeben. Eine PV-Anlage erreicht in Deutschland zum Beispiel 900 – 1.100 Vollaststunden. Das bedeutet, dass sie pro Jahr so viel Energie erzeugt, als ob sie 900 – 1.100 h bei ihrer Nominalleistung Energie erzeugte. Das tut sie aber nicht, weil sie auf Grund des Tag-Nacht-Wechsels, der wechselnden Sonneneinstrahlung und erhöhter Temperatur in der Regel weit unter ihrer Nominalleistung erzeugt.