

Westfälische Hochschule Zwickau

Fachbereich Elektrotechnik

**Simulation verschiedener Szenarien zum Einsatz von Energiespeichern im
Niederspannungsnetz**

Als Diplomarbeit zur Erlangung des

akademischen Grades

Diplom – Ingenieur für Elektrotechnik (FH)

eingereicht von

Bastian Oberländer

geb. am 23.03.1983

Betreuer:

Prof. Dr. -Ing. Mirko Bodach

Westfälische Hochschule Zwickau

Januar 2009

Aufgabenstellung einheften

Vorwort

Diese Diplomarbeit entstand während meiner Zeit als Diplomand an der Westsächsischen Hochschule Zwickau.

Für die Bereitstellung der Diplomaufgabe und den zahlreichen interessanten Anregungen möchte ich mich bei meinem Betreuer Prof. Dr. -Ing. Mirko Bodach recht herzlich bedanken.

Ebenso bedanke ich mich bei der Firma Adapted Solutions, die mir freundlicherweise eine Vollversion des Netzberechnungsprogramms CERBERUS zur Verfügung stellte.

Vor allem gilt der Dank auch meinen Eltern und Großeltern für das große Engagement und die tatkräftige persönliche Unterstützung.

Zwickau, Januar 2009

Inhaltsverzeichnis

	<u>Seite</u>
VORWORT	I
INHALTSVERZEICHNIS	II
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	III
TABELLENVERZEICHNIS	VI
VERZEICHNIS DER FORMELZEICHEN	VII
1. EINLEITUNG	1
2. INTEGRATION DEZENTRALER EINSPEISER IN DAS NIEDERSPANNUNGSNETZ	3
2.1 Allgemeines	3
2.2 Vorgaben zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz nach [VDEW] ; [TOR]	6
2.3 Berechnungstechnische Grundlagen [TOR]	8
2.4 Energiespeicher	11
2.4.1 Übersicht der Speichertechnologien	11
2.4.2 Energiespeichersysteme für die Integration in das Niederspannungsnetz	12
2.4.3 Elektrochemische Energiespeicher	14
2.4.4 Elektrische Energiespeicher	20
2.4.5 Mechanische Energiespeicher	23
2.4.6 Thermische Energiespeicher	25
3. NETZSTÜTZUNG DURCH DEN EINSATZ VON ENERGIESPEICHERN	26
3.1 Energieversorgungsnetz allgemein	26
3.2 Netzanbindungen des Energiespeichers	28
3.2.1 Systemkomponenten	28
3.3.1 Einbindung der Komponenten	29
3.2.3 Elektromobilität	30
3.3 Modellkurve	33
3.3.1 Berechnung am Beispiel zu hohe Last	36
3.3.2 Berechnung am Beispiel zu hohe Einspeisung	42
3.3.3 Berechnung durch Kombination	47
3.3.4 Einspeiseleistungsreduzierung einer Eigenerzeugungsanlage	55
4. ZUSAMMENFASSUNG	60
LITERATURVERZEICHNIS	63
ANLAGEN	66

Abbildungsverzeichnis

<u>Abb.</u>	<u>Abbildungsunterschrift</u>	<u>Seite</u>
Abb. 2.1	Spannungsqualitätsmerkmale im Niederspannungsnetz [nach DIN EN 50160]	3
Abb. 2.2	Übersicht der prinzipiellen Speichertechnologien	11
Abb. 2.3	Energiespeichersysteme und deren Einsatzdauer als Funktion der einsetzbaren Leistung [nach ESA]	12
Abb. 2.4	Einfluss der Entladetiefe auf die Lebensdauer	15
Abb. 2.5	Prinzipieller Aufbau von Redox- Flow Elementen [nach JDUS]	18
Abb. 2.6	Prinzip der Wasserstoffspeicherung [GHW]	19
Abb. 2.7	Prinzipieller Aufbau eines Doppelschichtkondensators	21
Abb. 2.8	Aufbau eines SMES [AH], [BOD]	22
Abb. 2.9	Schema eines Schwungradspeichersystems	24
Abb. 3.1	Energieerzeugung im Wandel [nach VDE]	26
Abb. 3.2	Beispiel Spannungsverlauf an verschiedenen Verknüpfungspunkten im Niederspannungsnetz [nach ULB]	27
Abb. 3.3	Netzanbindungsarten	28
Abb. 3.4	Einbindung der Komponenten	29
Abb. 3.5	Plug- In- Hybrid [nach WKR]	30
Abb. 3.6	Leistungsbedarf eines Verbrauchers und Einspeisung von Energie mit Reaktion des Energiespeichers	33
Abb. 3.7	Bestimmung des Energieinhaltes eines Energiespeichers	35
Abb. 3.8	Stichleitung des Beispielnetzes	36
Abb. 3.9	zeitlicher Spannungsverlauf an N8 ohne Speichersystem	36
Abb. 3.10	zeitlicher Leistungsbedarf an N8 ohne Speichersystem	37
Abb. 3.13	Szenario III zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	39
Abb. 3.17	zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Querschnittserhöhung auf 150mm ²	40
Abb. 3.18	Beispielnetz zu hohe Einspeisung	42
Abb. 3.19	zeitlicher Spannungsverlauf an N8 ohne Speichersystem	43
Abb. 3.20	zeitlicher Leistungsbedarf an N8 ohne Speichersystem	44
Abb. 3.23	Szenario III zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	45
Abb. 3.28	Stichleitung des Beispielnetzes mit zusätzlichen Einspeisern	47
Abb. 3.29	zeitlicher Spannungsverlauf an N8 ohne Speichersystem	47
Abb. 3.30	zeitlicher Leistungsbedarf an N8 ohne Speichersystem	48

<u>Abb.</u>	<u>Abbildungsunterschrift</u>	<u>Seite</u>
Abb. 3.33	Szenario III zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	50
Abb. 3.38	Eingespeiste Energiemenge im Vergleich	52
Abb. 3.39	Szenario zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems an N5	53
Abb. 3.41	Beispielnetz Leistungsbegrenzung	55
Abb. 3.42	zeitlicher Spannungsverlauf an N4 ohne Speichersystem	56
Abb. 3.43	zeitlicher Leistungsbedarf an N4 ohne Speichersystem	57
Abb. 3.44	Szenario zeitlicher Spannungsverlauf an N4 durch Verwendung eines Speichersystems	58
Abb. 2.1.1	Spannungsqualitätsmerkmale im Niederspannungsnetz [nach DIN EN 50160]	66
Abb. 3.11	Szenario I zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	68
Abb. 3.12	Szenario II zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	68
Abb. 3.14	Szenario IV zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	69
Abb. 3.15	Szenario V zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	69
Abb. 3.16	Szenario VI zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	70
Abb. 3.21	Szenario I zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	71
Abb. 3.22	Szenario II zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	71
Abb. 3.24	Szenario IV zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	72
Abb. 3.25	Szenario V zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	72
Abb. 3.26	Szenario VI zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	73
Abb. 3.27	zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Querschnittserhöhung auf 150mm ²	73
Abb. 3.31	Szenario I zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	74
Abb. 3.32	Szenario II zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	74

<u>Abb.</u>	<u>Abbildungsunterschrift</u>	<u>Seite</u>
Abb. 3.34	Szenario IV zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	75
Abb. 3.35	Szenario V zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	75
Abb. 3.36	Szenario VI zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems	76
Abb. 3.37	zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Querschnittserhöhung auf 150mm ²	76
Abb. 3.40	Eingespeiste Energiemenge im Vergleich	77

Tabellenverzeichnis

<u>Tabelle</u>	<u>Tabellenüberschrift</u>	<u>Seite</u>
Tab. 2.1	Vorgaben nach VDEW	6
Tab. 2.2	Maximal zulässige Oberschwingungsströme	7
Tab. 2.3	Weitere technische Parameter [nach BOD]	13
Tab. 2.4	Eigenschaften von Sekundärelementen [GAR]	15
Tab. 2.5	Eigenschaften der Technologie zur Energiespeicherung [BINE]	20
Tab. 2.6	Eigenschaften der Technologie zur Energiespeicherung [BINE]	24
Tab. 3.2	Aufteilung der Leistungsbänder	38
Tab. 3.3	Einteilung der Szenarien	39
Tab. 3.4	Dimensionierung des Energiespeichers	40
Tab. 3.5	Gegenüberstellung der Kosten	41
Tab. 3.6	Spitzenleistungen der Einspeiser	42
Tab. 3.7	Auswertung des zeitlichen Spannungsverlaufs an N8	44
Tab. 3.8	Einteilung der Szenarien	45
Tab. 3.9	Dimensionierung des Energiespeichers	46
Tab. 3.10	Gegenüberstellung der Kosten	46
Tab. 3.11	Aufteilung der Leistungsbänder	49
Tab. 3.12	Einteilung der Szenarien	50
Tab. 3.13	Dimensionierung des Energiespeichers	51
Tab. 3.14	Gegenüberstellung der Kosten	51
Tab. 3.15	Einteilung	53
Tab. 3.16	Dimensionierung des Energiespeichers	54
Tab. 3.17	Gegenüberstellung der Kosten	54
Tab. 3.18	Übersicht der Kurzschlussleistungen	56
Tab. 3.19	Auswertung des zeitlichen Spannungsverlaufs an N4	57
Tab. 3.20	Einteilung	58
Tab. 3.21	Dimensionierung des Energiespeichers	59
Tab. 3.22	Kosten für Energiespeicher	59
Tab. 3.1	Gegebenheiten des Beispielnetzes	67

Verzeichnis der Formelzeichen

<u>Formelzeichen</u>	<u>Einheit</u>	<u>Bedeutung</u>
S_{kV}	MVA	(Netz-) Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V
U_V	kV	verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt
Z_{kV}	Ω	Kurzschlussimpedanz des Netzes am Verknüpfungspunkt
ψ	$^\circ$	Netzimpedanzwinkel
X	Ω	Netzreaktanz
R	Ω	Netzresistanz
Δu_{AnV}		relative Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt
ψ_V		Netzimpedanzwinkel im Verknüpfungspunkt
R_V	Ω	Wirkanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt
X_V	Ω	Blindanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt
S_{rEmaxV}	VA	maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt
φ_E		Einspeisewinkel, Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung der Erzeugungsanlage (bei maximaler Einspeiseleistung)
ΔP_V	W	Wirkleistungsänderung im Verknüpfungspunkt (negatives Vorzeichen = Wirkleistungseinspeisung)
ΔQ_V	var	Blindleistungsänderung im Verknüpfungspunkt (negatives Vorzeichen = induktive Blindleistungseinspeisung)
U_V	V	Außenleiterspannung am Verknüpfungspunkt (verkettete Spannung)
Δu_{AnT}	V	relative Spannungsanhebung an der Transformatorschiene
S_{kT}	VA	Kurzschlussleistung an der Transformatorschiene
ψ_T	$^\circ$	Netzimpedanzwinkel an der Transformatorschiene
R_T	Ω	Wirkanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene
X_T	Ω	Blindanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene
U_T	V	Außenleiterspannung an der Transformatorschiene (verkettete Spannung)
d		relative Spannungsänderung
S_{kT}	VA	maximale Einspeiseleistung
k_{imax}		maximaler Schaltstromfaktor
I_a	A	Anzugstrom
I_{nG}	A	Nennstrom der Erzeugungsanlage
c		Anlagenflickerbeiwert
S_{rE}	VA	Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit
φ_r	$^\circ$	flickerrelevanter Phasenwinkel
I_{vzul}	A	zulässiger Oberschwingungsstrom
i_{vzul}	A/MVA	zulässiger, bezogener Oberschwingungsstrom

<u>Formelzeichen</u>	<u>Einheit</u>	<u>Bedeutung</u>
→		Laden
←		Entladen
M		Metalllegierung
n		ganze Zahl
x		Zahl zwischen 0 und 1
U	V	elektrische Spannung
I	A	elektrischer Strom
t	s	Zeit
μ	H/m	Permeabilität
V	m ³	betrachtetes Volumen
B	A/m	magnetische Feldstärke
L	H	Induktivität
m	kg	Masse
v	km/h	Geschwindigkeit
J	Joule [J]	Trägheitsmoment
ω	rad/s	Winkelgeschwindigkeit
g	m/s ²	Erdbeschleunigung
h	m	Höhe
c	J/(kg · K)	spezifische Wärmekapazität
T	K	absolute Temperatur

1. Einleitung

Der Verbrauch elektrischer Energie unterliegt je nach Tageszeit, Wochentag und Monat zeitlichen Schwankungen bedingt durch das Verhalten des Verbrauchers. Da der Einsatz von Energiespeichern heutzutage noch nicht verbreitet ist, muss in jedem Augenblick der vom Verbraucher geforderten Leistung, eine gleich große Erzeugerkapazität gegenüberstehen. Eine Störung des Gleichgewichts hätte sofortige Abweichungen der Spannung und der Frequenz von den Nennwerten zur Folge [EES]. Mittels Energiespeicher könnten solche Abweichungen, bedingt durch das Zuschalten von unerwartet hohen Lasten kompensiert werden.

Durch die heutige und zukünftige vermehrte Nutzung von erneuerbaren Energiequellen bedingt durch das EU- Klimaschutzpaket mit den definierten Zielen bis 2020 [nach PBG]:

- 20% CO₂- Reduktion im Vergleich zu 1990
- 20% Energieeinsparung im Vergleich zum Szenario „Business as usual“ zum Beispiel durch das Verbot von konventionellen Lampen mit Glühfaden [Artikel 16 in Verbindung mit Artikel 15 RUMW]
- 20% Anteil erneuerbarer Energien (Energie zum Beispiel aus Sonne, Wind und Biomassen) an Primärenergie, welches durch die Förderung mittels Erneuerbaren-Energien- Gesetz (EEG) erreicht werden soll

wird das Energieversorgungsnetz ebenfalls auf verschiedenen Spannungsebenen beeinflusst. Da die heutigen Übertragungsnetze aber auf eine zentrale Elektroenergieversorgung ausgerichtet sind und nicht auf eine dezentrale Erzeugungsstruktur dimensioniert wurden, können in Bezug der Verwertbarkeit der zur Verfügung gestellten erneuerbaren Energie zusätzliche Probleme auftreten. Diese machen sich zum Beispiel in Form von Spannungsüberschreitungen der gesetzlich vorgeschriebenen Parameter der Elektroqualitätsmerkmale nach DIN EN 50160 bemerkbar und sind nicht zulässig. Die Folge solcher Probleme ist ein teurer Netzausbau zum Beispiel in Form von Querschnittserhöhungen der Leitungen oder weitere Punkte, auf die aber im Weiteren noch einmal näher eingegangen wird.

Energiespeicher könnten dazu beitragen, die Netzstabilität zu verbessern und somit einen Netzausbau verhindern, aber auch die Integration der erneuerbaren Energien zusätzlich fördern.

Es wird auf die Vorgaben für die Integration von dezentralen Einspeisern in das Niederspannungsnetz eingegangen. Zusätzlich wird eine berechnungstechnische Grundlage geschaffen, die es ermöglicht, Bewertungsverfahren von Verteilungsnetzbetreiber für dezentrale Einspeiser nachvollziehen zu können und aufgrund dessen eine entsprechende Dimensionierung eines Energiespeichers vorzunehmen.

Bis heute ist es ein Problem, elektrische sowie thermische Energie über längere Zeiträume in größeren Mengen zu speichern. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, diese zu speichern und bei Bedarf abzurufen. Grundlage bietet zum Beispiel auch die Umwandlung der elektrischen Energie in andere Energieformen, was jedoch mit diversen Verlusten versehen ist. Deshalb lassen sich die verfügbaren Technologien zur Speicherung von Energie nach den physikalischen und chemischen Speicherzustand für die Energie differenzieren. Es werden kurz die grundsätzlichen vier verschiedenen Speichertechnologien erläutert. Typische Einsatzgebiete dieser Technologien werden genannt und es wird auf die näher eingegangen, die für die Integration in das Niederspannungsnetz am wahrscheinlichsten sind. Der Stand der Technik sowie zukünftige Potentiale werden kurz erörtert.

Anschließend findet eine Gegenüberstellung von verschiedenen Szenarien zum Einsatz von Energiespeichern zum klassischen Netzausbau im Niederspannungsnetz statt. Diese wird rechenstechnisch mit dem Netzberechnungsprogramm Cerberus und einem mit Microsoft Excel entworfenem Programm untersucht und analysiert. Dafür werden aufgenommene Lastgänge an einem kritischen Punkt des Niederspannungsnetzes verwendet, um die notwendige Kapazität des Energiespeichers zu ermitteln.

Danach erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung durch den Vergleich des Energiespeichereinsatzes zum klassischen Netzausbau. Durch die entwickelte Methode der Energiespeicherdimensionierung soll erläutert werden, dass rechtzeitige Maßnahmen ergriffen werden können, einem Netzausbau entgegenzuwirken und dadurch teure Investitionen vermieden würden.

2. Integration dezentraler Einspeiser in das Niederspannungsnetz

2.1 Allgemeines

Einhaltung der Spannungsqualität

Durch eine zukünftige hohe Durchdringung mit dezentralen Einspeisern in Niederspannungsnetzen und die damit verbundene fluktuierende Erzeugung von Energie, können die im vorherigen Kapitel beschriebenen Probleme entstehen, die im Bereich der Verwertbarkeit, besonders bei schwachen Netzstrukturen, kritisch zu sehen sind.

Doch nach DIN EN 50160 [Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen] sind, wie in Abbildung 2.1 zu sehen, folgende Werte einzuhalten.

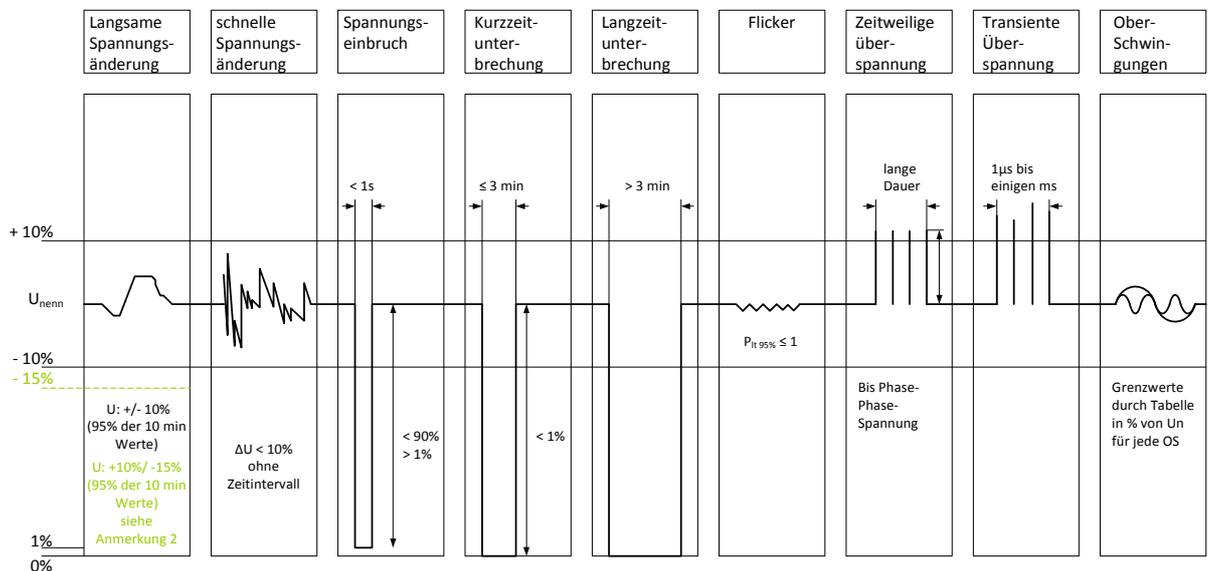


Abb. 2.1 Spannungsqualitätsmerkmale im Niederspannungsnetz [nach DIN EN 50160]

Die Spannungsqualität wird durch die technischen Parameter der Netze (Kurzschlussleistung, Netzimpedanz, R/X), die Charakteristika der Netzbetriebsmittel und insbesondere durch die technischen und die Prozessparameter der Verbraucher bestimmt [VDEA].

Die Maßnahmen zur Einflussnahme des Netzbetreibers auf die Spannungsqualitätsmerkmale ohne Energiespeicher, lassen sich in folgende Bereiche einteilen [VDEA]:

- falls möglich und sinnvoll Veränderung der Stufenschalterstellung des Netztransformators [HKDK],
- Änderung der Auslegung und Struktur der Netze,

- Änderung der Betriebsführungskonzepte: Beschleunigung / Verlangsamung der Entstörungsprozesse z. B. haben einen starken Einfluss auf die Unterbrechungsdauer oder,
- Änderung der Instandhaltung (vorbeugend / zustandsorientiert / ereignisorientiert) z. B. haben einen mittleren bis starken Einfluss auf die Unterbrechungshäufigkeit.

Mit zunehmendem Anteil von Eigenerzeugungsanlagen im Stromversorgungssystem wird die Einhaltung der Parameter nach DIN EN 50160 erschwert.

Die hier vorgenommenen Betrachtungen beziehen sich auf den zweiten Punkt der Einflussnahme des Netzbetreibers. Eine Änderung der Netzstruktur oder Auslegung ist gleichzeitig mit einem hohen Kostenfaktor verbunden. Der Einsatz eines geeigneten Energiespeichers zur Netzstützung kann diesen verringern.

Beurteilung der Anschlussmöglichkeit eines dezentralen Erzeugers

Die Beurteilung der Anschlussmöglichkeit unter dem Gesichtspunkt der Netzurückwirkungen erfolgt an Hand:

- der Impedanz des Netzes am Verknüpfungspunkt (Kurzschlussleistung, Resonanz)
- der Anschlussleistung
- der Art und Betriebsweise der Eigenerzeugungsanlage/Einspeiser [VDEW].

Folgende Punkte für die Integration dezentraler Einspeiser in das Niederspannungsnetz sind daher normativ vorgeschrieben, um Netzurückwirkungen weitestgehend entgegenzuwirken:

- Spannungsanhebung
- Schaltbedingte Spannungsanhebung
- Flicker
- Oberschwingungen
- Kommutierungseinbrüche
- Unsymmetrie
- Blindleistungskompensation
- Rückwirkungen auf Einrichtungen zur Signalübertragung über das Stromversorgungsnetz (TRA)

Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) [nach EEG]

Im Erneuerbare Energien Gesetz wird geregelt, dass Stromerzeuger das Recht erhalten, den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz einzuspeisen. Die Netzbetreiber sind dabei verpflichtet, eine festgelegte Mindestvergütung an den Erzeuger zu zahlen. Dabei richtet sich die Höhe der Vergütung nach der Art des produzierten Stromes. Eingeteilt wird in Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomassen, Geothermie, Windenergie und solarer Strahlungsenergie.

Die Kosten dabei werden auf alle Stromkunden verteilt, sodass es sich dabei um keine staatliche Beihilfe handelt.

Anlässlich der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetz 2003 und dem damit verbundenem zeitlichen altern, finden zurzeit ständig Ergänzungen und Neuregelungen dieses Gesetzes statt.

Bisher war es so gewesen, dass Strom aus erneuerbaren Energien durch Energiespeicher nicht zwischengespeichert und zu *günstigeren Zeiten* wieder abgegeben werden durfte (mit günstigeren Zeiten sind hier solche gemeint, in denen unzulässige Spannungsüberbeziehungsweise Spannungsunterschreitungen vermieden werden würden). Doch die Neuregelung des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 sagt folgendes:

§16

Vergütungsanspruch

- (1) Netzbetreiber müssen Anlagenbetreiberinnen und -betreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten.
- (2) Die Verpflichtung nach Absatz 1 besteht auch dann, wenn der Strom zwischengespeichert worden ist.

Ausschnitt aus EEG 25. Oktober 2008

Für den weiteren Verlauf der Arbeit hat dieser Ausschnitt eine besondere Bedeutung. Eine Einspeiseleistungsreduzierung einer aus erneuerbaren Energien angetriebenen Eigenerzeugungsanlage, ist durch Verwendung von Energiespeichern somit möglich.

In Punkt 3.3.4 erfolgt deshalb eine Energiespeicherdimensionierung, die genau diesen Fall abdeckt.

2.2 Vorgaben zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz nach [VDEW] ; [TOR]

Die nachstehenden, durch die VDEW Richtlinie vorgegebenen Werte zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz des Verteilungsnetzbetreibers, fasst die wesentlichsten Gesichtspunkte zusammen nachdenen der Netzbetreiber heutzutage beurteilt, ob die Eigenerzeugungsanlage am Verknüpfungspunkt ohne Netzausbaumaßnahmen angeschlossen werden darf oder ob eventuelle Maßnahmen getroffen werden müssen, um die Spannungsqualitätsmerkmale einhalten zu können.

Die Tabelle 2.1 zeigt die einzuhaltenden Werte dieser Handlungsvorschrift. Dabei ist der Langzeit- Flickerwert P_{lt} der für die Spannungsqualität wesentliche Flickerwert. Da der Kurzzeit- Flickerwert P_{st} nur für die Produktnormung ausschlaggebend ist, wird dieser nicht weiter ausgeführt [TOR].

Art		Vorgabe	
<i>relative Spannungsanhebung:</i>		$\Delta u_{AN,zul} = 2\%$	
<i>schaltbedingte Spannungsänderung:</i>			
für Spannungsänderungen mit einer Wiederholrate $r < 0,2 \text{ min}^{-1}$ (1 Änderung in 5 min)	in Ausnahmefällen, das heißt selten auftretende kurzzeitige Spannungsänderungen nicht häufiger als einige Male pro Tag, Wiederholrate $r < 0,01 \text{ min}^{-1}$	$d_{zul} = 3\%$	$d_{zul} = 6\%$
<i>Flicker:</i>		$P_{lt} = 0,46 \text{ p.u.}$ Langzeit- Flickerstärke P_{lt} (120min Wert)	

Tab. 2.1 Vorgaben nach VDEW

Oberschwingungen:

Durch Einspeiser mit Stromrichteranwendung wird das Netz zusätzlich mit Oberschwingungsströmen belastet. Die Frequenzen der Oberschwingungsströme sind ganzzahlige Vielfache der Netzfrequenz. Um diese in einem tolerierbaren Maße zu halten, sind weiterhin Grenzwerte nach VDEW getroffen worden.

In Tabelle 2.2 sind die maximal zulässigen Oberschwingungsströme aufgelistet die, von der Gesamtheit aller in das Niederspannungsnetz an einem Verknüpfungspunkt angeschlossenen Einspeisern eingespeist werden dürfen.

Ordnungszahl v, μ	Zulässiger, bezogener Oberschwingungsstrom $i_{v, \mu \text{ zul}}$ in A/MVA
3	4
5	2,5
7	2
9	0,7
11	1,3
13	1
17	0,55
19	0,45
23	0,3
25	0,25
>25	$0,25 \cdot 25/v$
v geradzahlig	$1,5/v$
$\mu < 40$	$1,5/\mu$
$\mu > 40^*$	$4,5/\mu$

Tab. 2.2 Maximal zulässige Oberschwingungsströme

Kommutierungseinbrüche:

Die relative Tiefe eines Kommutierungseinbruchs d_{Kom} ist als höchste Abweichung ΔU der Netzspannung vom Augenblickswert der Grundschwingung, bezogen auf den Scheitelwert \hat{U}_1 der Grundschwingung, festgelegt [TOR].

Für Einspeiser ist

$$d_{\text{Kom}} = 0,05$$

zulässig.

Unsymmetrie:

Um Spannungsunsymmetrien zu begrenzen, darf die Leistung bei dem Einsatz einer einphasigen Erzeugungseinheit eines Einspeiser **4,6kVA** nicht überschreiten. Bei mehreren einphasigen Eigenerzeugungseinheiten, die an einem Verknüpfungspunkt angeschlossen werden, ist eine gleichmäßige Verteilung der eingespeisten Leistungen auf die drei Außenleiter anzustreben und die Einhaltung der maximalen einphasigen Erzeugungsleistungen, wie zuvor beschrieben, zu beachten.

Tonfrequenz- Rundsteueranlagen

Die Sendepegel der Tonfrequenzimpulse dürfen durch die Eigenerzeugungsanlage nicht gestört werden. Üblicherweise liegen diese Frequenzen bei ca. 100 und 1500 Hz.

2.3 Berechnungstechnische Grundlagen [TOR]

Allgemein:

$$\text{Kurzschlussleistung: } S_{kV} = \frac{U_V^2}{Z_{kV}} \quad (\text{Gl. 2.1})$$

S_{kV}	(Netz-) Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in MVA
U_V	verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt, in kV
Z_{kV}	Kurzschlussimpedanz des Netzes am Verknüpfungspunkt, in Ω

$$\text{Netzimpedanzwinkel: } \Psi = \arctan \frac{X}{R} \quad (\text{Gl. 2.2})$$

Ψ	Netzimpedanzwinkel
X	Netzreaktanz, in Ω
R	Netzresistanz, in Ω

relative Spannungsanhebung:

Um die Spannungsänderung im Verteilernetz richtig beurteilen zu können, sind zwei Extremsituationen zu berücksichtigen:

- Starklast des Netzes mit minimaler Einspeisung (Spannung am niedrigsten)
- Schwachlast des Netzes mit maximaler Einspeisung (Spannung am größten)

Folgende Näherungsformeln zur Beurteilung der relativen Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt werden herangezogen:

$$\Delta u_{AnV} = \frac{S_{rE \max V}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_V - \varphi_E) \quad (\text{Gl. 2.3})$$

$$\Delta u_{AnV} = \frac{\Delta P_V \cdot R_V + \Delta Q_V \cdot X_V}{U_V^2} \quad (\text{Gl. 2.4})$$

Δu_{AnV}	relative Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt
Ψ_V	Netzimpedanzwinkel im Verknüpfungspunkt
R_V	Wirkanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt, in Ω
X_V	Blindanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt, in Ω
$S_{rE \max V}$	maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt, in VA
φ_E	Einspeisewinkel, Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung der Erzeugungsanlage (bei maximaler Einspeiseleistung)
ΔP_V	Wirkleistungsänderung im Verknüpfungspunkt, in W (positives Vorzeichen = Wirkleistungseinspeisung)
ΔQ_V	Blindleistungsänderung im Verknüpfungspunkt, in var (positives Vorzeichen = induktive Blindleistungseinspeisung)
U_V	Außenleiterspannung am Verknüpfungspunkt (verkettete Spannung), in V

Um die daraus resultierenden Netzurückwirkungen im Verteilernetz bestimmen zu können, nimmt man vereinfacht an, dass die Erzeugungsanlage direkt an der Transformatorschiene einspeist. Die in der Zuleitung, von Transformator zum Verknüpfungspunkt entstehenden Verluste werden vernachlässigt und nachstehende Gleichung benutzt.

$$\Delta u_{AnT} = \frac{S_{rE \max V}}{S_{kT}} \cdot \cos(\psi_T - \varphi_E) \quad (\text{Gl. 2.5})$$

$$\Delta u_{AnT} = \frac{\Delta P_V \cdot R_T + \Delta Q_V \cdot X_T}{U_T^2} \quad (\text{Gl. 2.6})$$

Δu_{AnT}	relative Spannungsanhebung an der Transformatorschiene
S_{kT}	Kurzschlussleistung an der Transformatorschiene, in VA
ψ_T	Netzimpedanzwinkel an der Transformatorschiene
R_T	Wirkanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene, in Ω
X_T	Blindanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene, in Ω
U_T	Außenleiterspannung an der Transformatorschiene (verkettete Spannung), in V

Bei einer Vielzahl von Einspeisern an einer Transformatorschiene werden die einzelnen relativen Spannungsanhebungen aufsummiert. Aufgrund der Gleichzeitigkeiten kann dieser Wert im Gegensatz zu dem Verbrauchsverhalten realistisch werden, da bei einem hohen regenerativen Angebot zum Beispiel durch Sonneneinstrahlung alle Energieeinspeiser mit ihrer maximalen Anschlussleistung einspeisen können [BOD], da diese an einem schönen Tag ohne Wolken überall gleich sein kann (vorausgesetzt gleiche Ausrichtung der PV- Anlage).

Schaltbedingte Spannungsänderung:

Diese entsteht durch Zu- und Abschalten der Erzeugungsanlage und wird nach VDEW berechnet:

$$d = k_{i \max} \cdot \frac{S_{rE \max}}{S_{kV}} \quad (\text{Gl. 2.7})$$

mit

$$k_{i \max} = \frac{I_a}{I_{nG}} \quad (\text{Gl. 2.8})$$

d	relative Spannungsänderung
S_{kT}	maximale Einspeiseleistung, in VA
$k_{i \max}$	maximaler Schaltstromfaktor
I_a	Anzugstrom, in A
I_{nG}	Nennstrom der Erzeugungsanlage, in A

Langzeitflicker

Die Langzeit- Flickerstärke P_{lt} einer Einzelerzeugungsanlage lässt sich folgendermaßen ermitteln:

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \cdot |\cos(\Psi + \varphi_r)| \quad (\text{Gl. 2.9})$$

c	Anlagenflickerbeiwert
S_{rE}	Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit, in VA
φ_r	flickerrelevanter Phasenwinkel

Der „cos- Ausdruck“ wird gleich 1, wenn im Prüfzertifikat der Flickerbeiwert c auf den Netzimpedanzwinkel Ψ berechnet ist.

Oberschwingungen:

Falls kein Prüfzertifikat vorliegt, sind die für eine Einspeisung in das öffentliche Netz zugelassenen Oberschwingungsströme so definiert:

$$I_{v_zul} = i_{v_zul} \cdot S_{kV} \quad (\text{Gl. 2.10})$$

I_{vzul}	zulässiger Oberschwingungsstrom, in A
i_{vzul}	zulässiger, bezogener Oberschwingungsstrom, in A/MVA

2.4 Energiespeicher

2.4.1 Übersicht der Speichertechnologien

Die Speicherung von elektrischer Energie kann in unterschiedlicher Weise erfolgen. Grundsätzlich unterscheidet man, wie in Abbildung 2.2 zu sehen, vier verschiedene Arten durch den physikalischen oder chemischen Speicherzustand für die Energie.

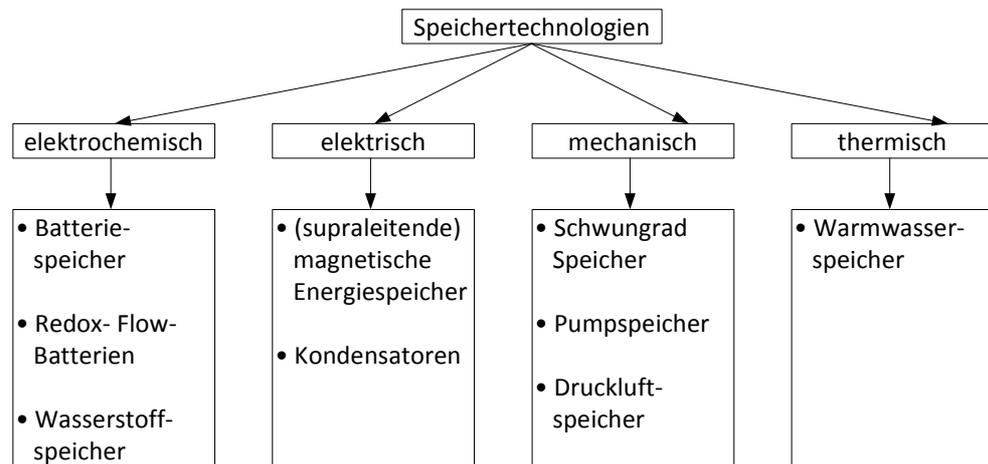


Abb. 2.2 Übersicht der prinzipiellen Speichertechnologien

Weiterhin werden Energiespeicher in verschiedenen Klassen nach [BOD] eingeteilt:

- Kurzzeit-,
- Mittelzeit- und
- Langzeitspeicher.

Versorgungszeiten bis zu 20 min werden als Kurzzeitspeicher, über eine Woche als Langzeitspeicher und bis eine Woche als Mittelzeitspeicher definiert [BOD], wobei hier kleinere Energiemengen die Kurzzeit- und Mittelzeitspeicher beinhalten und Langzeitspeicher die großen Energiemengen. Für weitere Betrachtung der Speicherarten werden in dieser Arbeit kurz die Energiespeicher vorgestellt, die für die Integration in das Niederspannungsnetz am Wahrscheinlichsten sind.

2.4.2 Energiespeichersysteme für die Integration in das Niederspannungsnetz

Die Abbildung 2.3 zeigt eine Übersicht über den derzeitigen Stand der Entwicklung von Energiespeichersystemen und deren Einsatzgebiete. Dabei spielen, aufgrund der hohen Nennleistungen, Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke (CAES - Compressed Air Energy Storage) für die Integration von Energiespeichersystemen in Niederspannungsnetzen keine große Rolle.

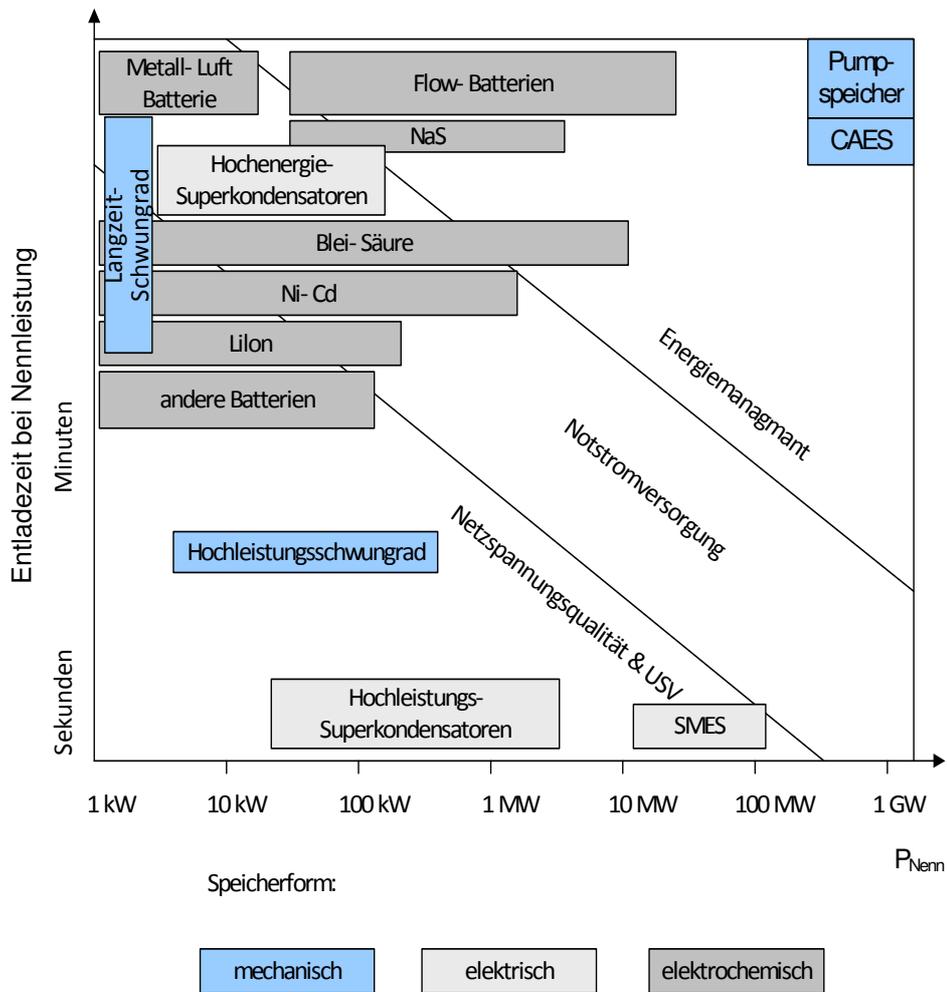


Abb. 2.3 Energiespeichersysteme und deren Einsatzdauer als Funktion der einsetzbaren Leistung [nach ESA]

Es wird ersichtlich, dass es eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Energiespeicherung gibt. Bei bestimmten Einsatzbedingungen bietet jede einzelne Technologie ihre spezifischen Vor- beziehungsweise Nachteile, nach denen letztendlich differenziert werden muss, um das richtige Energiespeichersystem auszuwählen.

Welches Energiespeichersystem zum Einsatz kommt, hängt ab von:

- den jeweiligen Anforderungen des Systems
→ wie lang muss gespeichert werden
- der technischen Ausgereiftheit
→ in wie weit ist der Energiespeicher erprobt und einsatzfähig
- und den Kosten.

Tabelle 2.3 zeigt, dass weiterhin folgende Parameter bei der Wahl eines Energiespeichersystems von wichtiger Bedeutung sind.

Parameter	Bedeutung
Energiedichte [Wh/cm ³] [Wh/kg]	Maß für die Energie pro Raumvolumen oder Masse Ein Element hoher Energiedichte hat bei einem geringen Volumen bzw. Masse ein Maximum an Energie gespeichert.
Energiemenge [kWh]	Gesamte oder nur die nutzbare Energiemenge; bei einigen Speichersystemen sollte die Energie nicht vollständig entnommen werden wie z.B. bei einem Bleiakkumulator da diese in Verbindung mit der Lebensdauer steht.
Leistungsdichte [W/cm ³] [W/kg]	Verhältnis der abrufbaren Leistung zum Volumen oder Masse
Lebensdauer [Zyklen]	Diese ist abhängig von dem Zyklus. Der Zyklus beschreibt hierbei die regelmäßige Wiederholung von Ladung und der darauf folgenden Entladung.
Leistungsgradient [kW/min]	Leistungsänderungsgeschwindigkeit (Änderung der Leistung pro Zeiteinheit)
Selbstentladung [%/h]	Verhältnis von Energieverlust in Prozent pro Zeiteinheit
Zugriffszeit [s]	Zeitraum zwischen Leistungsanforderung und Abgabe von 50% der Speicherkapazität
Kosten [€/kWh]	Verhältnis der spezifische Kosten pro Energiemenge
Wirkungsgrad [%]	Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung
Temperatur [°C]	Hier ist die Umgebungstemperatur gemeint. Diese hat direkten Einfluss auf die Lebensdauer

Tab. 2.3 Weitere technische Parameter [nach BOD]

2.4.3 Elektrochemische Energiespeicher

Elektrochemische Energiespeicher beruhen auf der Fähigkeit von Metallen oder Metallverbindungen im elektrischen Verband, d.h. über eine ionenleitende Flüssigkeit, elektrische Spannung (Potentiale) zu bilden [MFE].

Im Weiteren werden alle Speichertechnologien mit Funktionsweise, Energieform und Nutzung in Verbindung mit deren Energiemenge kurz aufgeführt.

Elektrochemische Energiespeicher			
Funktionsweise	Energieform [DOE]	Energiemenge	Nutzung
Umwandlung von chemischer Energie in elektrische Energie ggf. auch umkehrbar	zum Beispiel: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Blei- Säure Akkumulator</i> $Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \leftrightarrow 2PbSO_4 + 2H_2O + el. \text{Energie}$ • <i>Ni-MH Akkumulator</i> $Ni(OH) + MH \leftrightarrow Ni(OH)_2 + M + el. \text{Energie}$ • <i>Li-Ionen Akkumulator</i> $Li_{1-x}Mn_2O_4 + Li_xnC \leftrightarrow LiMn_2O_4 + nC + el. \text{Energie}$ 	klein	<ul style="list-style-type: none"> • Batteriespeicher • Redox- Flow- Batterien
		groß	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserstoff- speicher
	→ - Laden ← - Entladen M - Metalllegierung n - ganze Zahl x - Zahl zwischen 0 und 1		

Batterie:

Ein elektrochemisches System, bestehend aus mehreren Zellen nennt man Batterie. Zur Spannungserhöhung werden Zellen in Reihe, zur Kapazitätserhöhung parallel geschaltet. Es wird zwischen Primär- (Batterie) und Sekundärelement (Akkumulator / Akku) unterschieden, wobei nur Sekundärelemente durch elektrische Energiezufuhr chemische Energie speichern (Laden) und anschließend wieder elektrische Energie abgeben können (Entladen). Deshalb kommen im weiteren Verlauf nur diese Systeme für eine Verwendung zur Integration in das Niederspannungsnetz in Frage.

Im Folgenden wird auf unterschiedliche Sekundärelemente, die bei einem eventuellen Einsatz wichtig sein könnten, näher eingegangen. Die Tabelle 2.4 zeigt solche und deren Eigenschaften.

Batterietyp	Blei	Alkalisch	Natrium- HT	Lithium- Ionen	Redox- Flow
Energiedichte (Wh/kg)	35	70	89	120	25
Leistungsdichte (W/kg)	100	300	140	500	50
Lebensdauer (Zyklenzahl)	500	1000	2000	1000	>1000
Wirkungsgrad (%)	80	75	90	95	75
Selbstentladung bei RT [%/Monat]	3	25	100	3	10
Kosten (€/kWh)	150	500	150	750	200

Tab. 2.4 Eigenschaften von Sekundärelementen [GAR]

Da die Entladetiefe („DoD“ - deep of discharge), wie aus Abbildung 2.4 zu erkennen, direkten Einfluss auf die Lebensdauer hat, muss diese zusätzlich zu den oben genannten Eigenschaften der einzelnen Sekundärelemente beachtet werden. Dabei bedeutet zum Beispiel die Entladetiefe einer Starter**batterie** von ca. 20%, dass diese ca. 500 - 800 Zyklen überstehen würde.

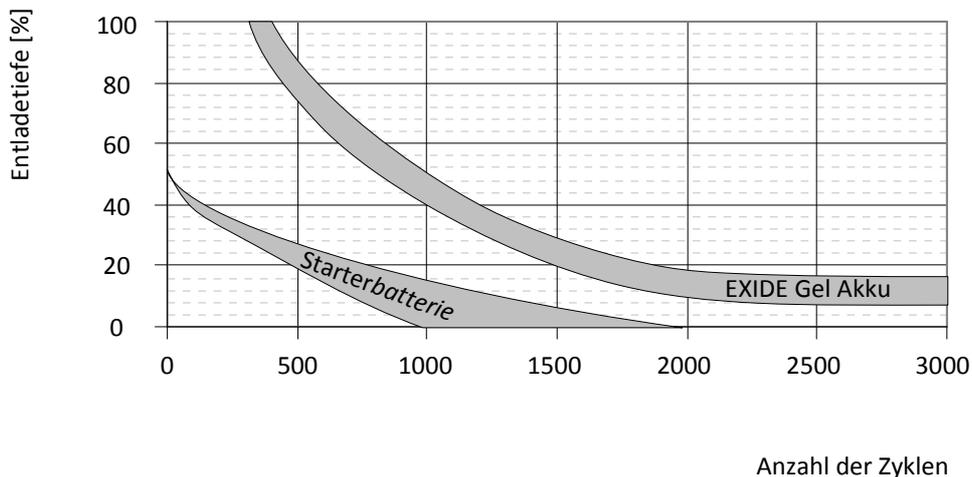


Abb. 2.4 Einfluss der Entladetiefe auf die Lebensdauer [nach EXIDE]

Es ist zu erkennen, dass sich die Lebenserwartung eines Akkumulators bei hohen Entladetiefen deutlich reduziert, wobei unterschiedliche Technologien unterschiedliche Entladetiefen ermöglichen. Bei den folgenden Szenarienrechnungen muss beachtet werden, dass ein Entladetiefe von 100% angenommen wird.

Stand der Technik:

Blei- Element

Diese Element ist am weitesten technisch ausgereift. Trotz der Nachteile bezüglich der relativ kurzen Lebensdauer, großes Gewicht, bedingt durch das Volumen (sowie der Batteriewartung) wurde diese bislang am meisten eingesetzt. Grund dafür ist unter anderem auch der niedrige Preis.

Anwendung finden diese zum Beispiel als Starterbatterien in Kraftfahrzeugen, aber auch als Pufferbatterien in unterbrechungsfreien Stromversorgungsanlagen (USV). Wie noch zu erkennen, weisen Blei- Elemente eine relativ geringe Selbstentladung auf.

Nachteilig wirkt sich jedoch das hohe Gewicht sowie der damit verbundenen Größe des Speichers aus. Deshalb ist solch eine Technologie für mobile Anwendungen eher unbrauchbar, doch da für die Energieversorgung diese Faktoren eine eher untergeordnete Rolle spielen, ist das Blei- Element derzeit hier nur sehr schwer ablösbar.

Alkalische- Elemente

Hierzu zählen z.B. Systeme mit Nickeloxiden auf dem Pluspol wie Nickel- Cadmium- und Nickel- Metallhydrid Akkus. Im Gegensatz zu den Blei- Akkus sind die höhere Zyklenbelastung und die damit verbundene Lebensdauer hervorzuheben.

Nachteilig bei dieser Technologie wirkt sich jedoch der Memoryeffekt aus, der bei einer häufigen Tiefentladung zu einer Verringerung der Kapazität führt. Doch durch verbesserte Elektrodenanordnung, bedingt durch Platten, tritt dieser Effekt nicht mehr relevant auf [DOE].

Aufgrund von Arbeitstemperaturen bis zu -40°C sind Nickel- Cadmium- Akkus aus technischer Sicht ein sehr erfolgreiches Speicherprodukt. Hier sind ähnliche *Grossbatterien* in Betrieb, wie sie für *Bleibatterien* im Einsatz sind. Doch durch den Einsatz von Cadmium, ist diese Technologie toxikologisch bedenklich, sodass ein Verbot durch die Europäische Union in der Richtlinie 2006/66/EG [RBA] ab dem 26. September 2008 nach Artikel 4 in Verbindung mit Artikel 26 verabschiedet wurde.

NiMH- Akkus hatten eine Zeit lang einen sehr hohen Marktanteil, da aber die Lithium- Ionen- Akkus hier noch bessere Eigenschaften aufweisen, ist dieser wieder rückfällig geworden [DUS].

Eine Weiterentwicklung ist der Nickel- Zink Akku (Ni- Zn Akku), der für Anwendungen mit hohem Leistungsbedarf und langfristig auch für Traktionsanwendungen geeignet sein soll. Die Vorteile in Bezug auf die Ni- Cd- Akkus sollen höhere Leistungsdichten bei vergleichbarer bzw. besserer Energiedichte, niedrigere Kosten und höherer Umweltverträglichkeit sein [DOE].

Lithium- Ionen- Elemente

Entwicklungstechnisch wird sehr viel dafür getan, die Technologie in den Vordergrund zu rücken. Im Vergleich zu den ausgereiften Blei- und alkalischen Elementen stehen die Lithium Ionen Akkus noch in der Anfangsphase. Deutliche Fortschritte werden in Zukunft bei der höheren Robustheit, den Lade- und Entladeströmen sowie der Reduzierung des Risikos der Entflammbarkeit erwartet [DOE].

Derzeit gibt es verschiedene Lithium- Ionen Akkus. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen durch den Kathodenwerkstoff. Im Grundaufbau wird bei Li- Ionen Akkus grundsätzlich als Anode Graphit und als Kathode Lithium- Metalloxid verwendet. Innerhalb des Akkus sind die Lithium Ionen für den Stromtransport verantwortlich.

Die Nanotechnologie bietet im Bereich der Elektroden signifikante Fortschritte. Die Nano-Phosphat- Lithium- Ionen- Hochleistungszelle (LiFePO_4) lässt sich laut Hersteller häufiger laden, wobei eine Aufladung in fünf Minuten erfolgt und Leistungsdichten von 3000 W/kg erzielt werden [DOE].

Aber auch andere Weiterentwicklung wie die nanoSafe™ Battery von Altair Nanotechnologies, Inc. [NASA], die auf Basis von Litium- Titanat basieren oder die SCiB™ von Toshiba [SCiB] mit nicht veröffentlichten Elektrodenmaterialien, versprechen immer effizientere Energiespeicherakkumulatoren. Deshalb könnte dieser *Batterietechnologie* die Zukunft gehören, doch gegenwärtig fallen Anschaffungspreise noch zu sehr ins Gewicht. Material- und mengenbedingt sollten diese aber in Zukunft recht schnell fallen.

Natrium HT- Elemente

Zu diesen Natrium *Hochtemperaturbatterien* zählen Natrium-Nickel-Chlorid-(NaNiCl) und die Natrium-Schwefel-(NaS) *Batterien*. Die Betriebstemperatur liegt zwischen 300...350°C, wodurch ersichtlich wird, dass Einsatzzwecke mit langen Stand- und Wartezeiten ungeeignet sind. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu den vorher genannten ist die Elektrode, die bei diesen Elementen flüssig und der Elektrolyt fest ist.

NaS- Elemente sind in Europa seit den 70er Jahren bekannt [WFWH], jedoch hatte sich diese Technologie aufgrund des hohen Risikopotentials bedingt durch das flüssige Natrium und den flüssigen Schwefel nicht durchsetzen können. Seit einigen Jahren finden aber wieder neue Entwicklungstätigkeiten, besonders in Japan, für den Einsatz solcher Speicher in Netzen statt. Ein Beispiel hierfür ist die Anlage Tokyo Electric Power Company. Der Akkumulator wird nachts zu günstigen Strompreisen geladen und zu Spitzenlastzeiten wieder entladen (Load- Levelling- Betrieb) [DUS]. Wenn die NaS- Elemente sich in diesen Tests bewährt haben sollten, ist aufgrund der hohen Wirkungsgrade und der hohen Zyklenlebensdauer ein solches Speichersystem für die Integration in das Niederspannungsnetz in den kommenden Jahren auch in Deutschland denkbar.

Flow- Elemente

Diese Technologie findet seit den letzten Jahren wieder Aufschwung [DUS]. Flow- Batterien bestehen aus zwei flüssigen (Redox- Flow, wie in Abbildung 2.5 zu sehen ist) oder einem flüssigen und einem festen (Hybrid- Flow) Elektrolyten, die durch eine Membran getrennt sind. Bei der Redox- Flow Batterie werden die Elektrolyte in zwei unterschiedliche Tanks gelagert [EN20]. Die Speichermenge ist abhängig vom Tankinhalt. Dadurch, dass der Bau großer Tanks einfach ist, eignen sich Redox- Flow- Systeme grundsätzlich für den großtechnischen Einsatz, doch müssen diese noch technisch ausreifen [DOE].

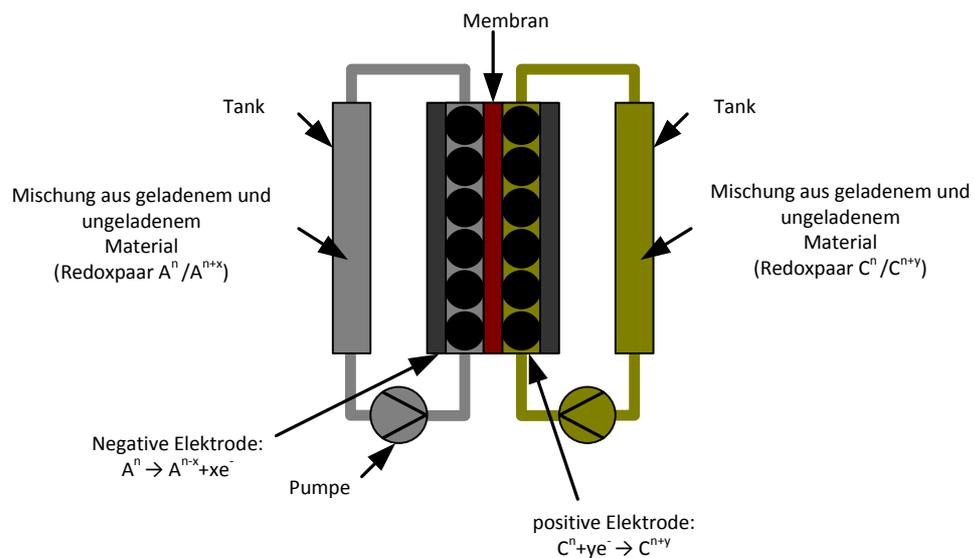


Abb. 2.5 Prinzipieller Aufbau von Redox- Flow Elementen [nach JDUS]

Beim Lade- und Entladeprozess wird die Wertigkeit der Ionen des Salzes geändert. Wichtige Kombinationen von Salzen, die erprobt werden, sind zum Beispiel Fe/Cr, Br_2/Cr , Vanadium und $NaBr + Na_2S_4 / Na_2S_2 + NaBr_3$ (*Natrium- Polysulfid- Batterie* oder auch Regenesys) [DUS]. Bei dieser Technologie ist dabei die *Vanadium- Redox- Batterie* die am weitesten entwickelte und bereits verschiedentlich stationär im Einsatz. So finden diese ihren Einsatz zum Beispiel zum Puffern von elektrischer Energie durch Windkraftanlagen in Japan aber auch in den USA [DOE]. Durch Weiterentwicklungen im Bereich der Elektroden und Membranen sollen zukünftig Wirkungsgrade von bis zu 90% erreicht werden.

Erheblicher Nachteil von Vanadium ist jedoch die Knappheit auf dem Weltmarkt. Deshalb könnte das Regenesys- System eine Alternative sein, wenn die Kontaminationsgefahr der unterschiedlichen Elektrolyte durch Diffusion der Komponenten durch die Nafionmembran [DOE] behoben worden ist.

Wasserstoffspeicherung:

Da die Wandlung elektrischer Energie in Wasserstoff und der anschließenden Speicherung mit späterer Rückwandlung in elektrische Energie aus Klimaschutzgründen nur Sinn macht, wenn der Wasserstoff aus CO₂- freien Stromquellen wie zum Beispiel Windparks oder großen Photovoltaikanlagen gewonnen wird [DUS], ist dies eine weitere Option zur Stabilisierung bei Netzproblemen, bedingt durch die Einspeisung fluktuierender elektrischer Energie durch Eigenerzeugungsanlagen.

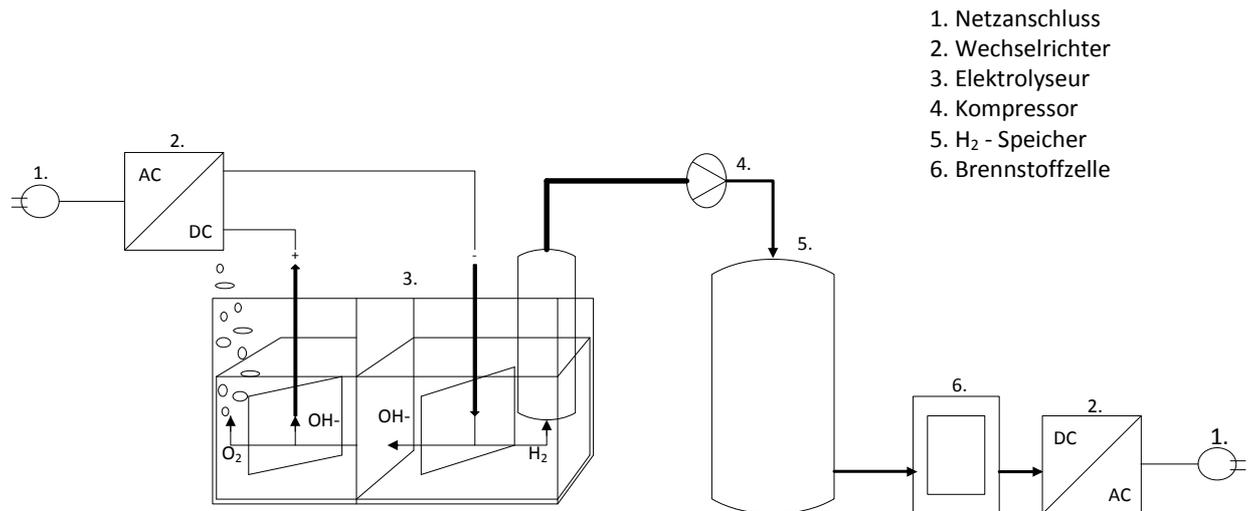


Abb. 2.6 Prinzip der Wasserstoffspeicherung [GHW]

In Abbildung 2.6 ist das Prinzip der Wasserstoffspeicherung zur Integration in das Niederspannungsnetz mittels Elektrolyse dargestellt. Im Elektrolyseur befinden sich zwei in Wasser eingetauchte Elektroden. Wird an diesen Elektroden eine Gleichspannung angelegt, bildet sich an der positiven Elektrode Sauerstoff und an der negativen Wasserstoff. Dieser gelangt über einen Kompressor in den H₂ - Speicher und wird dort zwischengespeichert. Wenn Energie benötigt wird, erfolgt die Rückwandlung in elektrische Energie über die Brennstoffzelle. Das ganze System nennt sich dann Regenerative Fuel Cell (RFC).

Ob sich dieses Speichersystem durchsetzt, wird sich in Zukunft zeigen. Vorteil ist die einfache Herstellung von Wasserstoff, doch erreicht diese Option derzeit nur einen Gesamtwirkungsgrad von 20 bis 25%. Es muss gegenwärtig genauestens untersucht werden, ob dieses System für die jeweiligen Bedingungen einen wirtschaftlich Sinn macht [DUS].

Im Falle einer Leistungsreduzierung der einspeisenden Eigenerzeugungsanlage verursacht durch Netzstabilitätsprobleme stellt jedoch die Vermeidung einer Reduzierung durch die Wasserstoffspeicherung und der späteren Rückwandlung in elektrische Energie mit dem Gesamtwirkungsgrad von 20 bis 25% eine bessere Alternative dar.

2.4.4 Elektrische Energiespeicher

Elektrische Energiespeicher			
Funktionsweise	Energieform [WF]	Energiemenge	Nutzung
Speicherung elektrischer Energie	$W = U \cdot I \cdot t$ U - elektrische Spannung I - elektrischer Strom t - Zeit	klein	<ul style="list-style-type: none"> • (Supraleitende) magnetische Energiespeicher • Kondensatoren
		groß	

Für die Integration von Energiespeichern in das Niederspannungsnetz kommen in dieser Gruppe nur zwei Energiespeichersysteme in Frage. Diese sind in der Tabelle 2.5 mit ihren Eigenschaften aufgeführt.

Speichertyp	Kondensatoren (DSK)	Supraleitende Spulen (SMES)
Leistungszeit [sec]	≤ 10	1...20
Energiedichte (Wh/kg)	0,3...1,2	<0,3
Leistung (kW)	≤ 10	≤ 7.000
Lebensdauer (Zyklenzahl)	>1.000.000	ca. 1.000.000
Wirkungsgrad (%)	> 95	ca. 90
Selbstentladung bei RT [%/h]	0,1...0,2	Kühlleistung
Kosten (T€/kWh)	10...20	30...200

Tab. 2.5 Eigenschaften der Technologie zur Energiespeicherung [BINE]

Doppelschichtkondensatoren (DSK):

Doppelschichtkondensatoren speichern elektrische Energie im Unterschied zu Batterien elektrostatisch, d.h. ohne einen elektrochemischen Reaktionsschritt. Bei Anlegen einer Spannung trennen sich die positiven und negativen Ladungsträger im Elektrolyten eines DSK und werden an den Elektroden gespeichert [HWKR]. Zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten bilden sich dadurch zwei entgegengesetzt polarisierte Schichten die als elektrochemische Doppelschicht oder auch als Helmholtz- Schicht bezeichnet werden (siehe Abbildung 2.7) [DT].

Diese Technologie wird oft auch als Super- oder Ultrakondensatoren bezeichnet und zeichnet sich dadurch aus, dass sie für kurze Zeit sehr hohe Leistung abgeben kann bei insgesamt aber einer geringen Menge an gespeicherter Energie. Typische Entladezeiten liegen unter 10 Sekunden. Des Weiteren besteht ein großer Vorteil darin, dass die Speicherung der elektrischen Energie ohne eine elektrochemische Reaktion erfolgt, wodurch sehr hohe Zyklenzahlen erreicht werden können [DUS].

Zu den Nachteilen gehören jedoch eine geringere maximale Ladespannung im Vergleich zu den Batterien, eine niedrigere Energiedichte sowie eine aufwendige Anpassschaltung [DOE]. Aufgrund dessen ist der Einsatz von Doppelschichtkondensatoren in Verbindung mit anderen konventionellen Speichertechnologien, die über eine höhere Energiedichte verfügen, denkbar. Dadurch wird die Zyklenbelastung der Energiespeicher mit höheren Energiedichten reduziert und erhöht somit deren geringere Lebensdauer.

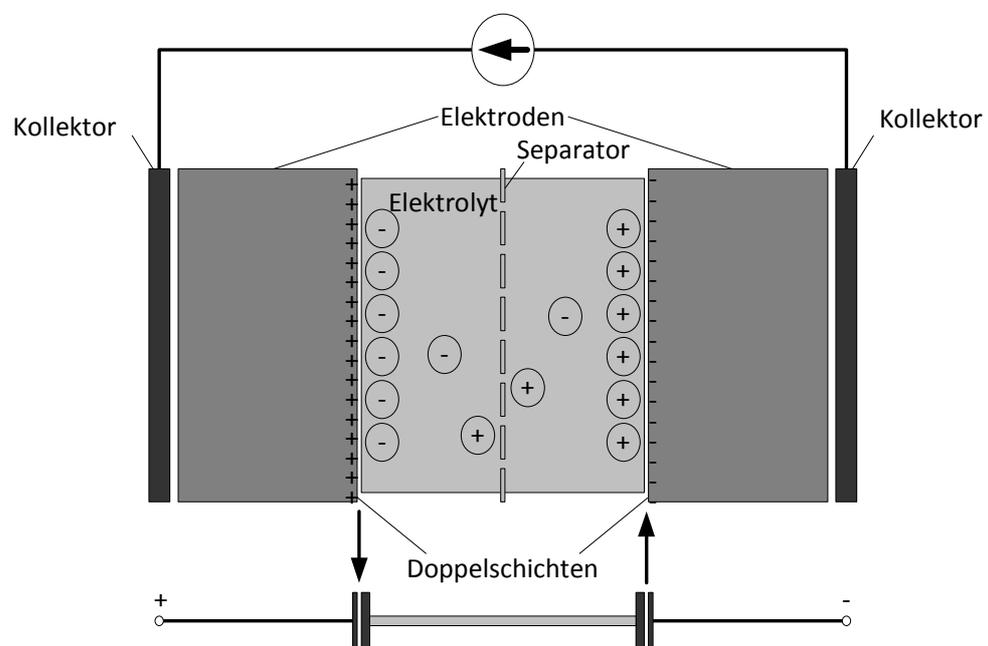


Abb. 2.7 Prinzipieller Aufbau eines Doppelschichtkondensators

Die Abbildung 2.7 zeigt den prinzipiellen Aufbau solcher Doppelschichtkondensatoren. Der Effekt ist schon lange bekannt und wurde durch H. v. Helmholtz entdeckt, doch die ersten Patente zur Anwendungen in Kondensatoren wurden erst 1957 angemeldet [RKÖ].

Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES):

In einem Magnetfeld wird die Energie als magnetische Feldenergie gespeichert, sie ist im Prinzip zum felderfüllten Volumen und dem Quadrat der lokalen Induktion proportional [RBE]:

$$E_m = \frac{1}{2\mu} \cdot \int B^2 \cdot dV \quad (\text{Gl. 2.11})$$

bzw.
$$E = \frac{1}{2} \cdot LI^2 \quad (\text{Gl. 2.12})$$

μ	Permeabilität, in H/m
V	betrachtetes Volumen, in m^3
B	magnetische Feldstärke, in A/m
L	Induktivität, in H
I	Strom, in A

Um Widerstandsverluste so gering wie möglich zu halten, müssen Temperaturen unterhalb der Sprungtemperatur des Supraleiters, ca. 20...30 Kelvin, eingehalten werden [EN20]. Diese werden durch flüssiges Helium oder Stickstoff erreicht.

Der Aufbau eines SMES ist in der Abbildung 2.8 dargestellt. Um Energie speichern zu können, muss der Schalter zur Stromunterbrechung geschlossen und der supraleitende Schalter im normalleitenden Zustand, geöffnet sein. Wenn der supraleitende Schalter elektrisch leitend wird, wird die Energie durch den supraleitenden Kurzschluss in der Spule gespeichert.

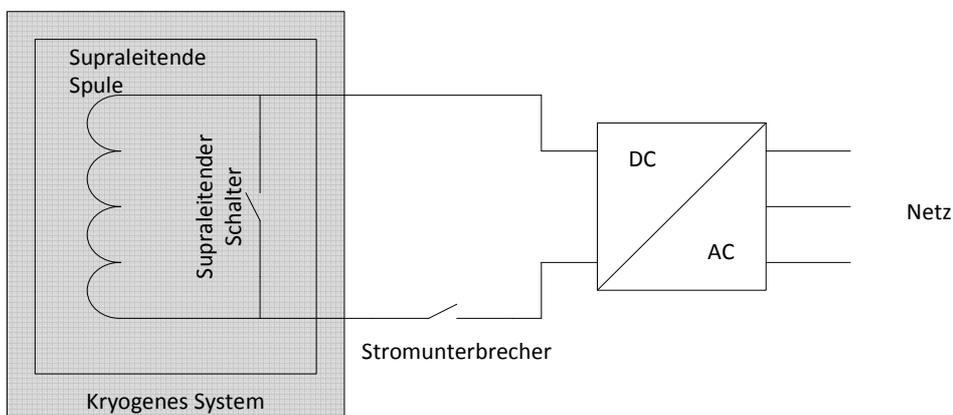


Abb. 2.8 Aufbau eines SMES [AH], [BOD]

Falls Energie benötigt wird, wird der SL- Schalter wieder geöffnet und der Stromunterbrecher sorgt dafür, dass mittels des AC/DC Wandlers, diese in das Netz eingespeist wird. Wenn nur ein Teil der gespeicherten Energie benötigt werden sollte, muss der Stromunterbrecher wieder geöffnet werden.

Einige Vorteile dieser Speichertechnologie sind zum Beispiel die nahezu verlustfreie Speicherung elektrischer Energie, kurze Zugriffszeiten, hohe Tiefentladung oder geringe Abnutzungseffekte, die im Zusammenhang mit der Lebensdauer stehen [DOE]. Doch Hauptprobleme dieser Technologie für die Verwendung im Niederspannungsnetz sind hier:

- noch in der Forschung
- Anschaffungskosten (aufwändige Peripherie)
- Kosten für die laufende Kühlung

Der baldige Einsatz im Niederspannungsnetz ist deshalb aufgrund der geringen benötigten Leistungen im Vergleich zu den anderen höheren Spannungsebenen und den damit verbundenen Hauptproblemen nicht zu erwarten [BOD].

2.4.5 Mechanische Energiespeicher

Mechanische Energiespeicher			
Funktionsweise	Energieform [WF]	Energiemenge	Nutzung
Speicherung mechanischer Energie aus der Summe von kinetischer und potentieller Energie	Kinetische	klein	• Schwungrad-speicher
	translatorisch: $E_{k\text{ int}} = 1/2 \cdot m \cdot v^2$ rotatorisch: $E_{k\text{ inr}} = 1/2 \cdot J \cdot \omega^2$		
	m - Masse v - Geschwindigkeit J - Trägheitsmoment ω - Winkelgeschw.	groß	• Pumpspeicher • Druckluft-speicher
	Potenzielle		
$E_{\text{pot}} = m \cdot g \cdot h$ m - Masse g - Erdbeschleunigung h - Höhe			

Aufgrund der hohen Nennleistungen werden Pumpspeicher und Druckluftspeicher nicht näher betrachtet, da sie für die Integration in das Niederspannungsnetz keine große Rolle spielen. Deshalb wird im Folgenden nur auf die Schwungradtechnologie zur Speicherung von Energie eingegangen.

Schwungradspeicher:

Speichertype	Schwungrad
Leistungszeit [sec]	10...30
Energiedichte (Wh/kg)	0,9...12
Leistung (kW)	≤ 15.000
Lebensdauer (Zyklenzahl)	ca. 1.000.000
Wirkungsgrad (%)	85...90
Selbstentladung bei RT [%/h]	3...20
Kosten (T€/kWh)	1

Tab. 2.6 Eigenschaften der Technologie zur Energiespeicherung [BINE]

Die Eigenschaften dieser Technologie sind in Tabelle 2.6 dargestellt. Die hier gespeicherte Energie lässt sich in folgender Formel ausdrücken:

$$E = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (\text{Gl. 2.13})$$

Es wird elektrische Energie in Form von Rotationsenergie durch eine schnell rotierende Masse (Schwungrad) gespeichert. Diese ist mit einer elektrischen Maschine verbunden, wie in Abbildung 2.9 dargestellt, die im generatorischen Betrieb / Entladevorgang mechanische Energie des Schwungrades in elektrische Energie und im motorischen Betrieb / Ladevorgang elektrische Energie in mechanische Energie umwandelt.

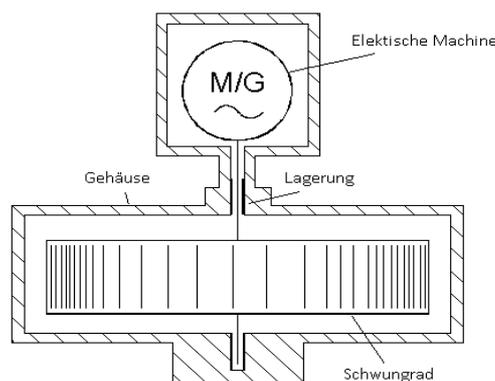


Abb. 2.9 Schema eines Schwungradspeichersystems

Vorteil dieser Technologie sind die hohe Lebensdauer, extrem kurze Zugriffszeiten und die relativ geringen Kosten. Nachteilig wirkt sich jedoch die hohe Selbstentladung aus, bedingt durch die Reibungsverluste. In modernen Systemen wird versucht die Reibungsverluste durch Magnetlager zu vermeiden, doch können diese nur vermindern werden. Wenn aber häufig Lade- / Entladezyklen gefahren werden (z.B. jede Minute), dann sind diese Verluste vernachlässigbar [DUS].

Da diese Technologie ebenfalls noch in der Erprobung ist, werden derzeit Anwendungsbeispiele diskutiert wie zum Beispiel zur Nutzung zum Ausgleich von Schwankungen bei der Einspeisung von Windkraftanlagen, zur Stabilisierung von Netzen durch Installation mehrerer solcher Systeme oder für Weltraumanwendungen zur Energiespeicherung mit gleichzeitiger Lagestabilisierung [DOE].

2.4.6 Thermische Energiespeicher

Grundsätzlich hebt sich diese Speichertechnologie von denen zuvor besprochenen deutlich ab und wird nur zur Vollständigkeit mit aufgeführt und kurz diskutiert.

Thermische Energiespeicher			
Funktionsweise	Energieform [WF]	Energiemenge	Nutzung
Speicherung thermischer Energie	$Q = m \cdot c \cdot \Delta T$ m - Masse c - spezifische Wärmekapazität T - absolute Temperatur	klein	• Warmwasserspeicher in isolierten Behältern
		groß	• Warmwasserspeicher in unterirdischen Kavernen

Thermische Speicher dienen zur Speicherung von Wärme und Kälte und können nur in Verbindung mit Kraft- Wärme- Kopplungsanlagen indirekt zur Netzstützung beitragen.

Die produzierte Wärme wird gespeichert und kann zu Bedarfszeiten wieder entnommen werden. Zu Zeiten des höchsten Strombedarfs sorgt nur die Kraft- Wärme-Kopplungsanlage dafür, dass eine Netzstützung stattfindet („stromgeführter Betrieb“). Das heißt konkret, ein von Erdgas oder Diesel betriebener Motor treibt einen Generator an, der dann elektrische Energie in das Netz einspeist. Um den Wirkungsgrad dessen zu verbessern, wird die anfallende produzierte Abwärme durch einen thermischen Energiespeicher zwischengespeichert, das Speichermedium wird erwärmt. Im Entladevorgang gibt das Speichermedium seine Energie wieder, was sich durch Temperaturabnahme bemerkbar macht. Die gespeicherte thermische Energie erfährt also keine Rückwandlung in elektrische Energie [DOE] [DUS].

3. Netzstützung durch den Einsatz von Energiespeichern

3.1 Energieversorgungsnetz allgemein

Wie die beiden Bilder in Abbildung 3.1 zeigen, ist die Art der Energieerzeugung im Begriff, sich zu ändern.

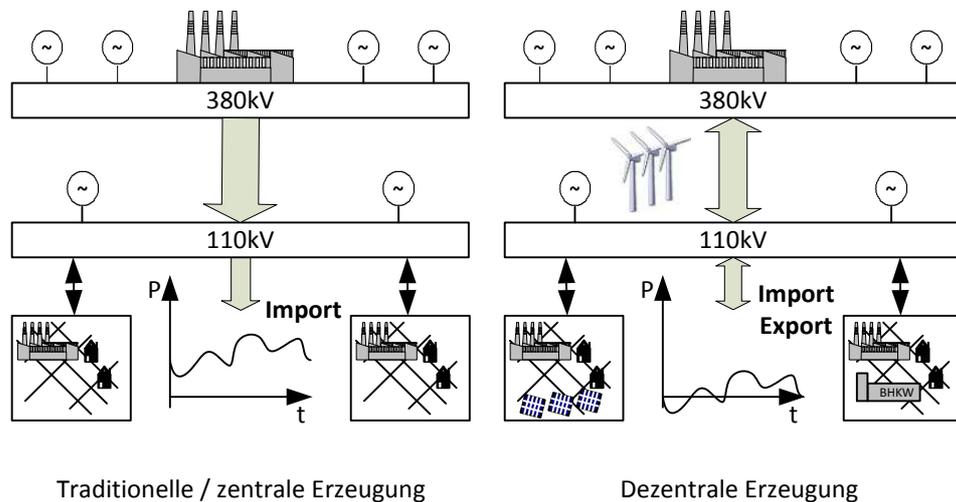


Abb. 3.1 Energieerzeugung im Wandel [nach VDE]

Während in den vergangenen Jahrzehnten der Strom zentral in Großkraftwerken erzeugt und von dort aus über verschiedene Spannungsebenen verteilt wurde, befinden sich heutzutage zur zentralen Stromerzeugung zusätzliche dezentrale Einspeiser in den verschiedenen Spannungsebenen.

Bei der konventionellen zentralen Ausrichtung sind bis zum Endverbraucher folgende Transformations- und Verteilungsvorgängen notwendig:

- Die elektrische Energie wird in Großkraftwerken mit einer Generatorspannung von 20kV bis 30kV erzeugt. Diese Spannung wird dann hochtransformiert auf 380/220 kV, um die elektrische Energie möglichst verlustfrei durch das Übertragungsnetz über große Distanzen transportieren zu können.
- Für die regionale Verteilung wird die Spannung zunächst auf 110kV transformiert und die elektrische Energie noch mal weitergeleitet.
- Für die lokale Verteilung vor Ort ist zunächst eine Transformation der Spannung auf Mittelspannung (10kV bis 30kV) notwendig, um die elektrische Energie dann zu den Ortsnetzstationen zu leiten.

- In diesen Stationen erfolgt dann eine Transformation der Spannung auf (400/230V) mit einer anschließenden Verteilung der elektrischen Energie an die eigentlichen Abnehmer.

Es ist schnell ersichtlich, dass die dezentrale Erzeugung den Vorteil aufweist, Transport- und Transformationsverluste zu reduzieren, da direkt in Mittel- und Niederspannung eingespeist wird.

Die dezentralen Erzeuger können zum Beispiel Windkraft-, Photovoltaikanlagen, Kraft-Wärme- Kopplungs- oder andere Technologien sein, die durch die politischen Rahmenbedingungen, bedingt durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) immer mehr Aufschwung finden.

Beide Erzeugungsarten haben, wie in Abbildung 3.2 dargestellt, direkten Einfluss auf die Spannungshaltung an verschiedenen Punkten im Netz.

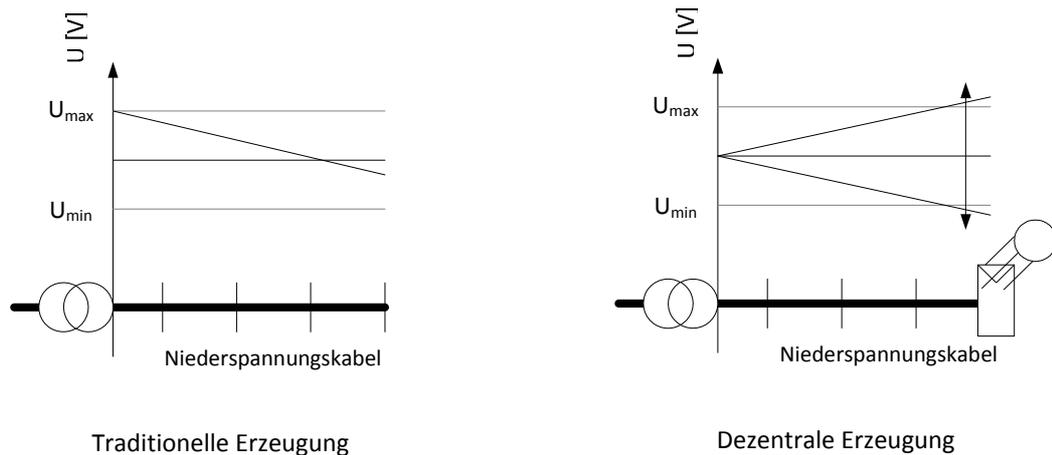


Abb. 3.2 Beispiel Spannungsverlauf an verschiedenen Verknüpfungspunkten im Niederspannungsnetz
[nach ULB]

In den heute gültigen Netzanschlussrichtlinien wird bezüglich der Spannungshaltung der „Worst- Case“ einer maximalen PV- Einspeisung ohne Verbrauch unterstellt. Zur Entscheidung über angemessene Netzverstärkungsmaßnahmen ist es aber nötig, zu erwartende Schwankungen der Einspeiseleistung möglichst realistisch einschätzen zu können. Dadurch können nötige Maßnahmen rechtzeitig ergriffen werden, während teure Investitionen vermieden würden[WBN].

Um diese Investitionen in einem angemessenen Rahmen zu halten, kann der Einsatz eines Energiespeichersystems immer mehr an Interesse gewinnen, welches zu Zeiten der Schwachlast/Energieüberschuss Energie speichert und bei Starklast/Energiemangel die gespeicherte Energie wieder abgibt.

3.2 Netzanbindungen des Energiespeichers

3.2.1 Systemkomponenten

Die grundlegenden Systemkomponenten eines Energiespeichersystems erfordern generell mindestens einen Umrichter zur Umformung der Gleichspannung in eine netzkonforme Wechselspannung und einen Energiespeicher. Bei der Anbindung an das öffentliche Netz kann man wie in Abbildung 3.3, zwischen der direkten (AC- Bus) und der indirekten (DC- Bus) Netzkopplung unterscheiden.

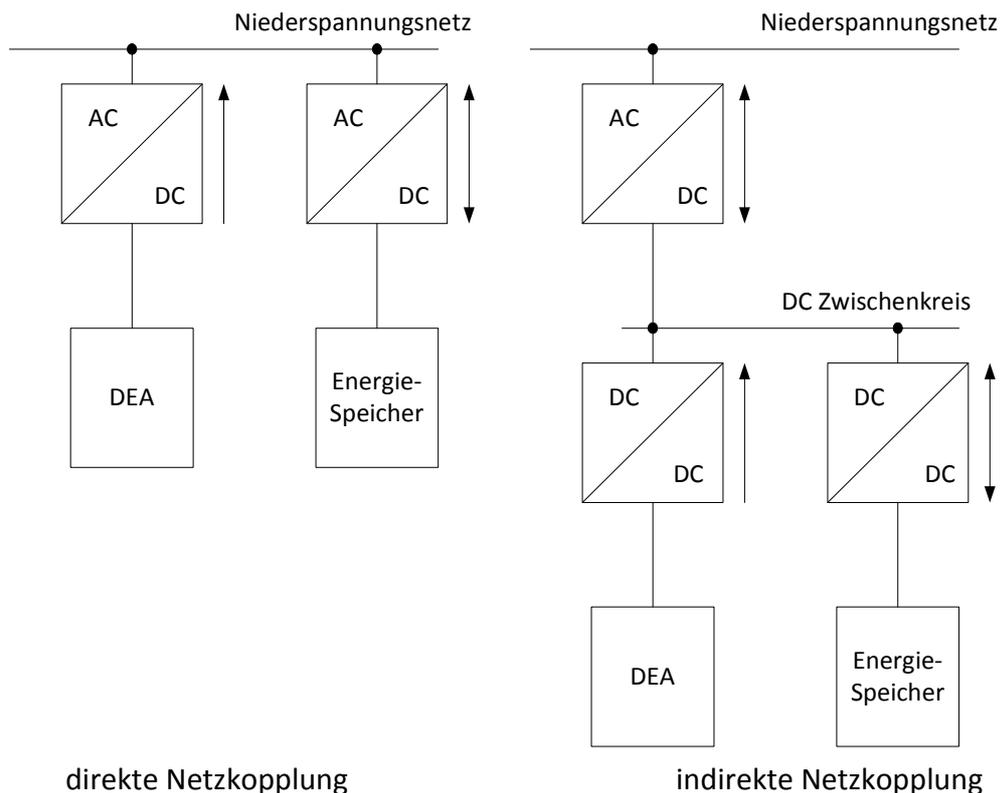


Abb. 3.3 Netzanbindungsarten

Die Pfeile in beiden Richtungen signalisieren bidirektional arbeitende Umrichter. Die Umkehrung des Lastflusses wird durch den Einsatz des Energiespeichers (Speicherung und Rückspeisung) notwendig.

Bei der indirekten Netzkopplung ist zu sehen, dass zusätzliche Bauteile für den Gleichstromzwischenkreis benötigt werden, die zusätzliche Verluste mit sich führen. Nachteilig bei dieser Methode wirken sich auch die schwierigeren Schutztechniken beim Freischalten von Gleichstrom sowie der Mehraufwand aus.

Es ist deshalb zu erwarten, dass sich die direkte Netzkopplung durchsetzen wird, da

- sich dieses System zum allgemeinen Standard etabliert hat,
- jeder bisher eingesetzte Wechselrichter für dezentrale Einspeiser am Markt auf diesem System basiert,
- das Speichersystem als „Add-on“ zu bestehende Einspeisersystemen eingesetzt werden kann [BOD].

3.3.1 Einbindung der Komponenten

Prinzipiell lassen sich die Systemkomponenten seriell oder parallel zu den Verbrauchern bzw. Einspeisern in das Netz einbinden, wie in Abbildung 3.4 zu sehen ist.

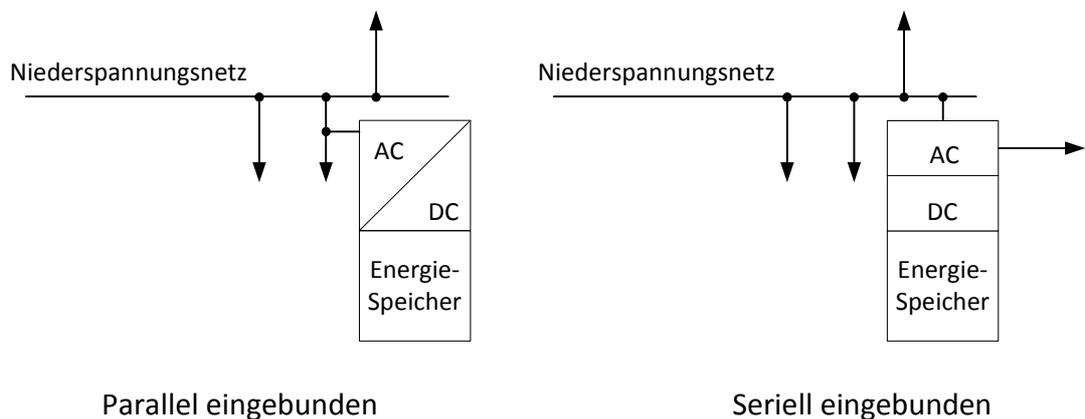


Abb. 3.4 Einbindung der Komponenten

Ein typisches Beispiel für die Anwendung der seriellen Einbindung sind unterbrechungsfreie Strom- Versorgungs- Geräte (USV). Hier wird ein Akkumulator- Satz ständig geladen. Der Wechselrichter wandelt die Spannung der Akkumulatoren in Wechselspannung mit Netzspannung und Netzfrequenz um. Im Falle eines gestörten Betriebes, Ausfall der Netzspannung, kann der Energiespeicher für einen gewissen Zeitraum die benötigte Energie zu Verfügung stellen. Eine Inselbildung ist dadurch gegeben.

Im weiteren Verlauf wird sich jedoch auf die parallele Netzanbindung konzentriert, da bei der seriellen Anbindung immer Energie, auch bei Nichtbenutzung des Speichers, über leistungselektronische Komponenten fließt und dabei immer Verluste entstehen [BOD].

3.2.3 Elektromobilität

Die Elektromobilität ist eine Maßnahme, die die Effizienz des Antriebsstranges, definiert über die erforderliche Endenergie pro Fahrdienstleistung erhöht [IFEU]. Es wird grundsätzlich unterscheiden zwischen:

- rein batteriebetriebene Elektrofahrzeuge
→die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt über Akkumulatoren
- Hybridfahrzeuge
→Kombination aus Elektroantrieb und Verbrennungsmotor
- Plug- In Hybrid
→Kombination von Hybridfahrzeugen mit Anschlussmöglichkeit an das EVU
- Wasserstofffahrzeuge
→Einsatz von Wasserstoff in Verbindung mit einer Brennstoffzelle

Der Schwerpunkt dieser Arbeit bezieht sich nur auf das Plug- In Hybrid Konzept und wird kurz näher diskutiert. Das Grundprinzip ist in Abbildung 3.5 zu sehen.

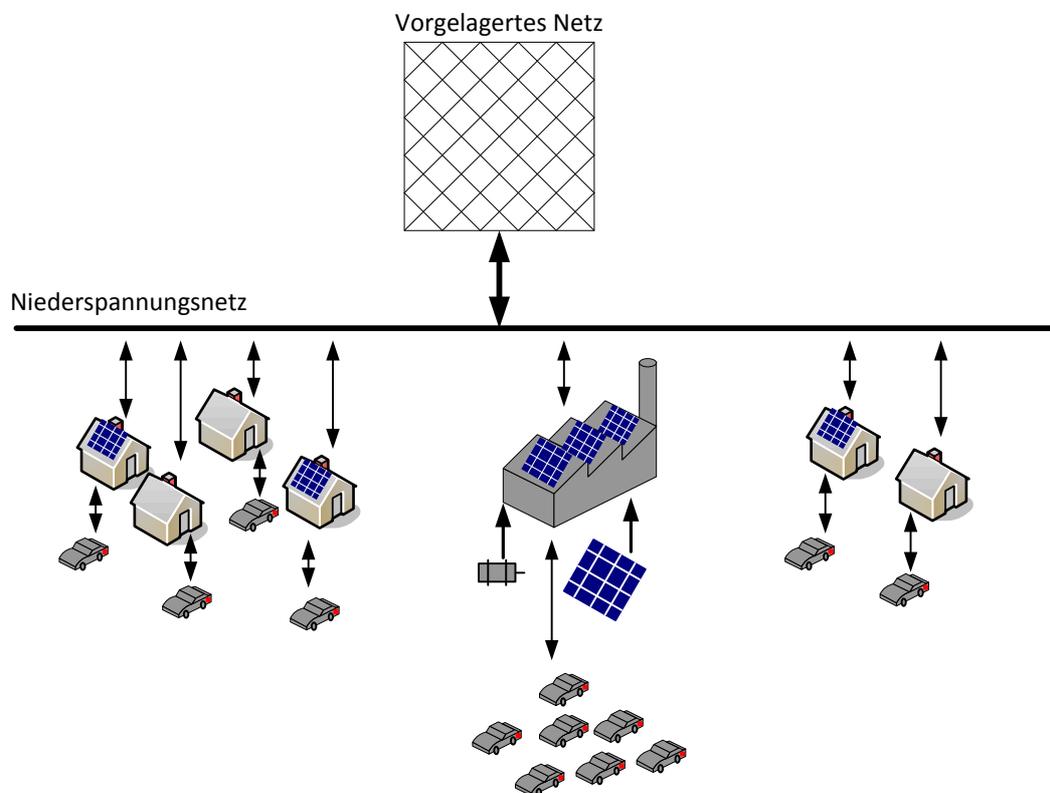


Abb. 3.5 Plug- in- Hybrid [nach WKR]

Primär dient der Speicher in dem Elektrofahrzeug (hier rot dargestellt) zur mobilen Bereitstellung elektrischer Energie. Doch sekundär erfolgt eine *stationäre Netzanbindung* des Energiespeichers durch Integration der Elektrofahrzeuge und deren Energiespeicher in das Niederspannungsnetz.

Durch entsprechende Steuerung der Ladezeiten könnte der Strombedarf von Elektrofahrzeugen so beeinflusst werden, dass Energiespitzen durch erneuerbare Energien, bedingt durch mangelnde Netzkapazitäten, abgefangen werden könnten. So wird eine mögliche Leistungsreduzierung der einspeisenden Anlagen durch den Verteilungsnetzbetreiber vermieden, da Elektrofahrzeuge die überschüssige Energie speichern.

Zudem können in der Mittagszeit, wenn viel Solarstrom bereitgestellt werden kann oder zu windreichen Zeiten, die Elektrofahrzeuge die überschüssige Energie speichern und verbrauchen diese wieder, wenn sie zur Arbeit fahren. Ziel ist es hierbei, die Elektrofahrzeuge aus erneuerbaren Energien zu speisen um somit den Schadstoffausstoß der Kraftwerke zu reduzieren, da diese sonst die Energie bereitstellen müssten.

Zusätzlich sollen die Elektrofahrzeuge zur Netzstützung beitragen, indem sie bei Bedarf auch elektrische Energie aus den Energiespeichern ins Netz zurückspeisen [EEH]. Ein Vorteil ergibt sich dadurch, dass zur lokalen Verbesserung der Netz- bzw. Spannungsqualität Energiespeicher herangezogen werden können. Bei Bedarf dienen diese durch zu- oder abschalten als Senke oder Quelle. Auf diese Weise könnte eventuell der Einsatz notwendiger Regelreserven reduziert werden.

Bei sehr vielen Elektrofahrzeugen könnte durch eine entsprechende Regelung *virtuelle Kraftwerke* entstehen, die einen Ersatz konventioneller Regelkraftwerkskapazitäten zur Folge hätten.

Ein weiterer Vorteil dieses Vorhabens ist, dass Nachts bereitstehende Grundlastkapazitäten von Braunkohle und Atomkraftwerken bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen nicht weiter verbessert und damit eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit solcher Kraftwerksarten abgewendet werden würde. Somit würde der Ausbau erneuerbarer Energien gefördert [EEH].

Doch nachteilig wirken sich der Aufwand aus, der durch das Plug- In Konzept betrieben werden muss und die relativ geringe gesamte Speicherung an elektrischer Energie. Das heißt konkret, es wird ein Zusammenspiel aus Vernetzung der Erzeugung, Speichern, Lastmanagement und flexibler Betriebsweise konventioneller Kraftwerke notwendig mit gleichzeitigem hohem Datenaufwand, den es gilt zu bewältigen. Geht man von einem Energieinhalt eines Fahrzeugspeichers von 10kWh/Fahrzeug aus sowie einer Integration von 1 Millionen Elektroautos in das Energieversorgungsnetz, kann lediglich 10 GWh an elektrischer Energie gespeichert werden.

Deshalb wurde in dieser Arbeit dieses Prinzip der Integration von Energiespeichern in das Niederspannungsnetz nicht weiter verfolgt sowie aus folgenden Gründen:

- der Einsatz in näherer Zeit nicht zu erwarten ist
- ein intelligenter Aufbau einer Infrastruktur nötig ist
- gewährleistet sein muss, dass sich zu Zeiten des Energieüberschusses bzw. Energiemangels genügend Kapazitäten im Netz befinden und
- die Lebensdauerzyklenzeit von Energiespeichern derzeit durch Kombination von Fahrbetrieb und Rekuperation (Rückladung beim Bremsen) gepaart mit Netzstützung nicht denkbar ist. Als Beispiel sei hier [BODS] genannt, bei dem durch Netzstützung mittels Energiespeichern einer Photovoltaik- Anlage eine Zyklenbelastung von mehr als 500 an einem Tag ermittelt wurde.

Bei der nachfolgenden Betrachtung wird von einem separaten Energiespeichersystem ausgegangen, dass nur die Aufgabe der Netzstützung erfüllt und dieses aufgrund dessen dimensioniert wird. Es wird davon ausgegangen, dass Raum und Gewicht dabei keine Rolle spielen.

Da sich im Niederspannungsnetz zurzeit nur eine verschwindend kleine Anzahl von Elektrofahrzeugen befindet, wird der Energiespeicher vorerst nicht für die teilweise nächtliche Grundlastabdeckung ausgelegt.

Dies könnte aber ohne weiteres auch mit der entworfenen Methode zur Energiespeicherdimensionierung geschehen, um somit den Ausbau von erneuerbaren Energien, wie oben beschrieben, zu fördern.

Auf Grundlage von Beispielnetzen und Lastgängen werden solche Energiespeichersysteme auf ihren Einsatz sowie deren Wirtschaftlichkeit durch Szenarienrechnungen im Weiteren untersucht.

3.3 Modellkurve

Im Niederspannungsnetz dominieren bei einer Frequenz von 50 Hz die ohmschen Anteile. Daher ist die Wirkleistung des Verbrauchers oder der Einspeisung der bestimmende Faktor. Durch Einspeisung von Wirkleistung steigt die Spannung an den Verknüpfungspunkten an [MHH].

Deshalb bezieht sich der Einsatz des Energiespeichersystems in diese Arbeit nur auf die Wirkleistungsaufnahme beziehungsweise Wirkleistungsabgabe zur Einhaltung der Spannungsqualität und Blindleistungen werden außen vor gelassen.

Um das Vorgehen symbolisch näher zu erläutern, wird dies zunächst an einer Modellkurve veranschaulicht. Der Bedarf an einem kritischen Punkt des Netzes, bezogen auf die Spannungsqualität muss ermittelt werden, um anschließend dort mit einem dezentralen Energiespeichersystem darauf reagieren zu können. Eine detaillierte Betrachtung mit gemessenen Werten ist daher für eine spätere technische Betrachtung unumgänglich.

In Abbildung 3.6 ist der Leistungsbedarf eines Verbrauchers und die Einspeisung von Energie durch eine Eigenenerzeugungsanlage mit der Reaktion des Energiespeichers dargestellt.

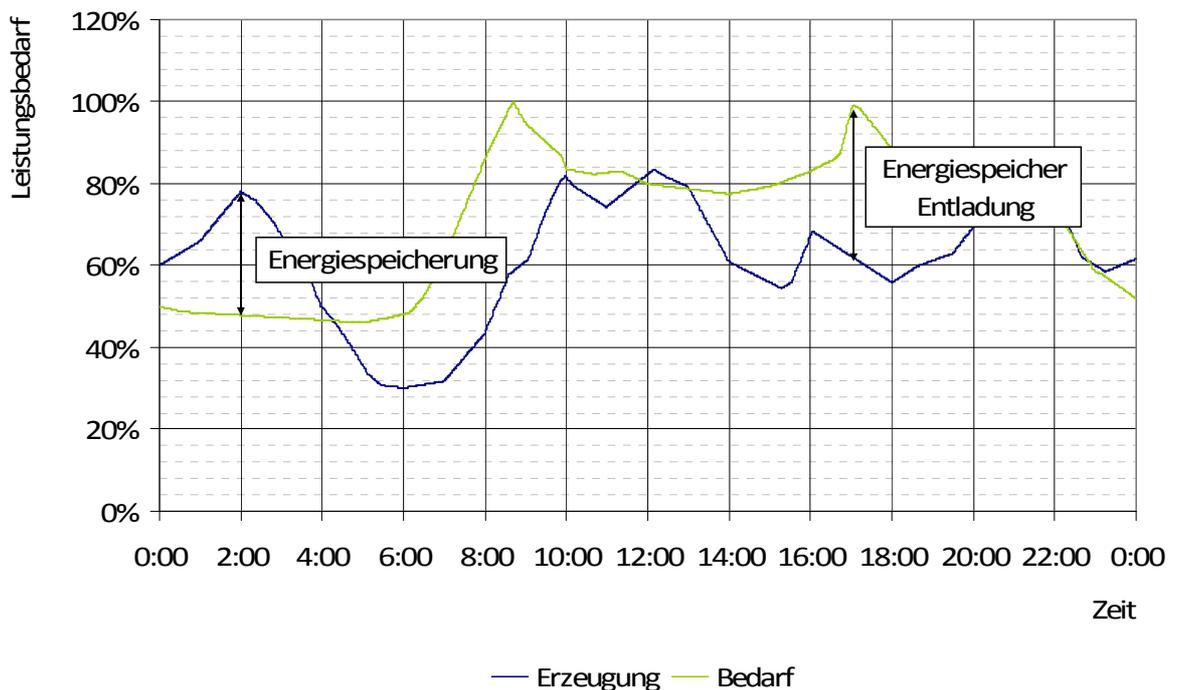


Abb. 3.6 Leistungsbedarf eines Verbrauchers und Einspeisung von Energie mit Reaktion des Energiespeichers

Falls das Netz, oder ein dezentraler Einspeiser mehr Energie zur Verfügung stellen kann als benötigt wird, findet eine Energiespeicherung statt. Im Fall des Energiemangels, stellt der Speicher die benötigte Energie zur Verfügung. Daraus lassen sich drei Einsatzgebiete für die Verwendung eines Energiespeichersystems ableiten:

- zu hohe Last durch einen Verbraucher
- zu hohe Einspeisung einer Leistung durch eine / mehrere Eigenerzeugungsanlagen
- Kombination beider

Da jede Laständerung eine Stromänderung in der Netzeinspeisung bewirkt und in der Folge eine Spannungsänderung ΔU hervorruft, bedeutet der Leistungsbedarf über 100% /unter - 100%, dass die Nennspannung nach DIN EN 50160 unter- bzw. überschritten wird und nicht zulässig ist.

Da aber Betreiber von Energieversorgungsnetzen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet sind, ein:

- sicheres,
- zuverlässiges und
- leistungsfähiges

Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen [§11 Punkt 1 EnWG] sowie Einspeiser aus Erneuerbaren- Energien [nach §5 EEG] an ihr Netz anzuschließen, wäre für Einspeisenennleistungen unter 30kW ein Netzausbau unabdingbar, falls durch vorherige Berechnungen der Anschlussmöglichkeit dieser, die festgelegten Grenzwerte nicht eingehalten werden könnten.

Bei Erzeugungsanlagen mit Einspeiseleistungen über 30kW könnte der Netzanschluss gegebenenfalls durch Wahl eines anderen Verknüpfungspunktes erfolgen und somit das Problem abgewendet werden.

Im Falle der Spannungsunterschreitung durch zu hohe Lasten der Verbraucher und die damit verbundene Nichteinhaltung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 droht ebenfalls durch den Betreiber des Energieversorgungsnetzes ein Netzausbau.

Nachdem ermittelt wurden ist, mit welchen Lade- beziehungsweise Entladeleistungen der Energiespeicher arbeiten muss erfolgt die Dimensionierung des Speichers. Dafür ist es erforderlich, den entsprechenden Energieinhalt bzw. die notwendige Speicherkapazität zu ermitteln um die Energieanforderungen aus dem Netz abdecken zu können.

Die Abbildung 3.7 zeigt, wie bei der Ermittlung des Energieinhaltes der Energiespeicher vorgegangen wird.

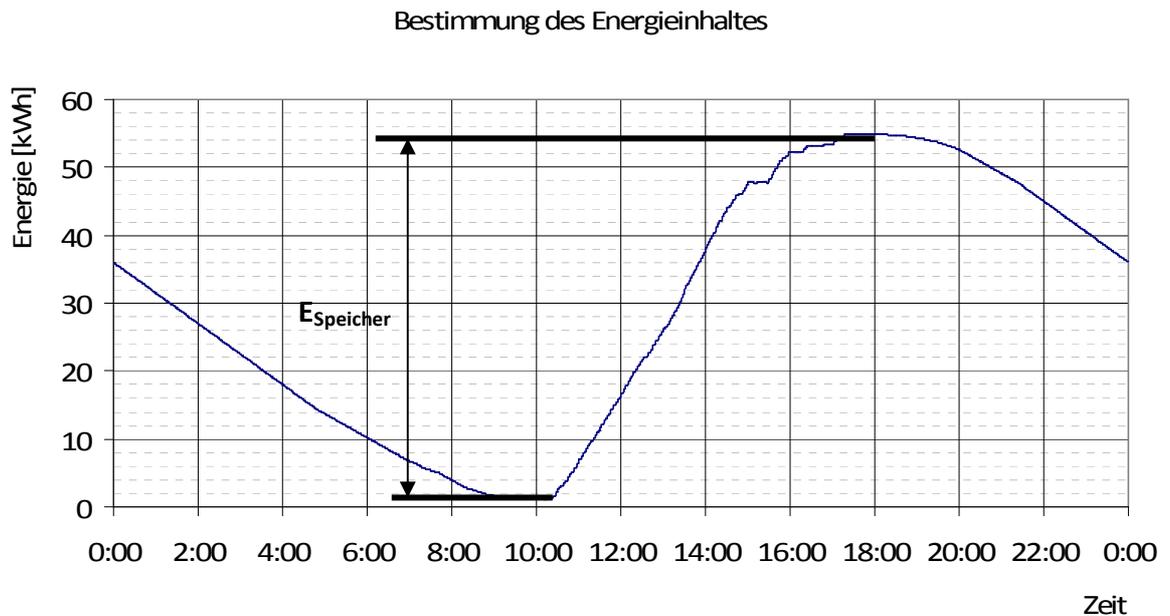


Abb. 3.7 Bestimmung des Energieinhaltes eines Energiespeichers

Das Beispiel aus Abbildung 3.7 ergibt sich unter Punkt 3.3.2 aus dem Szenario I. Dabei beginnt der Energieinhalt um 0:00Uhr bei einer Vorladung von 36 kWh, das heißt der Speicher ist über 50% geladen. Über den ganzen Tag verteilt lässt sich für den Speicher an einem bestimmten Punkt eine maximale Energiemenge erkennen, die hier ca. bei 18:00Uhr erreicht ist. Die größte dieser Energiemenge in Bezug auf die minimale Energiemenge, die ca. 10:00Uhr erreicht ist, bildet daraufhin E_{Speicher} und ist somit der Energieinhalt, mit dem der Speicher dimensioniert werden muss. Für das vorliegende Beispiel beträgt der Energieinhalt somit ca. 54kWh. Diese Größe ist letztendlich die bestimmende, die sich auf die Investitionssummen eines Energiespeichersystems auswirkt.

3.3.1 Berechnung am Beispiel zu hohe Last

Grundlage für die Berechnung der Anlagengröße und Wirtschaftlichkeit des Speichersystems ist folgende ländliche Stichleitung eines Beispielnetzes, das in Abbildung 3.8 dargestellt ist.

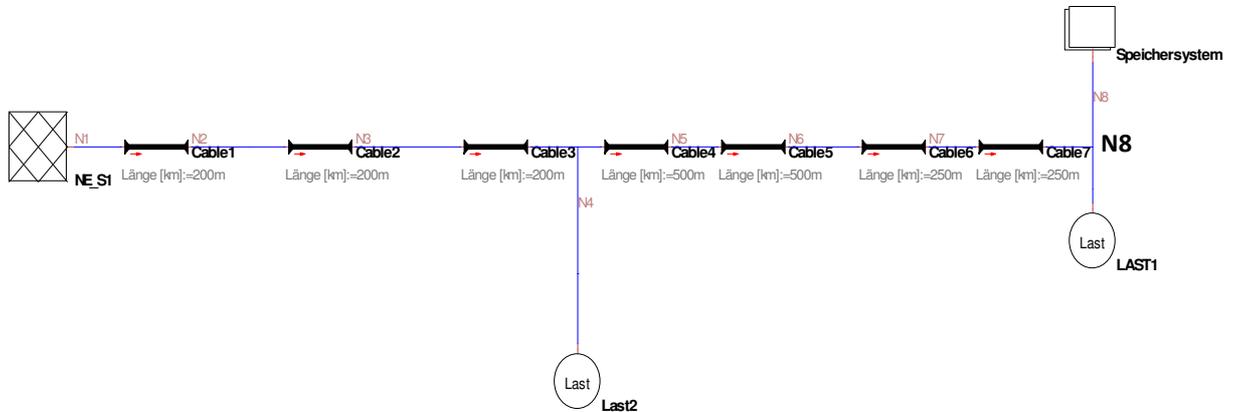


Abb. 3.8 Stichleitung des Beispielnetzes

Bei den Anlagen in der Tabelle 3.1 stehen die jeweiligen benötigten Werte der verschiedenen Spezifikationen des Beispielnetzes, mit denen im weiteren Verlauf gerechnet worden ist.

Der zeitliche Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt N8 ist bei variierenden Lasten in Abbildung 3.9 zu erkennen. Dabei ist dieser Lastgang von allen zur Verfügung gestellten Lastgängen der, bei dem sich der schlechteste Spannungsverlauf am Punkt N8 einstellt. Aufgrund dessen wird im späteren Verlauf der benötigte Energiespeicher dimensioniert.

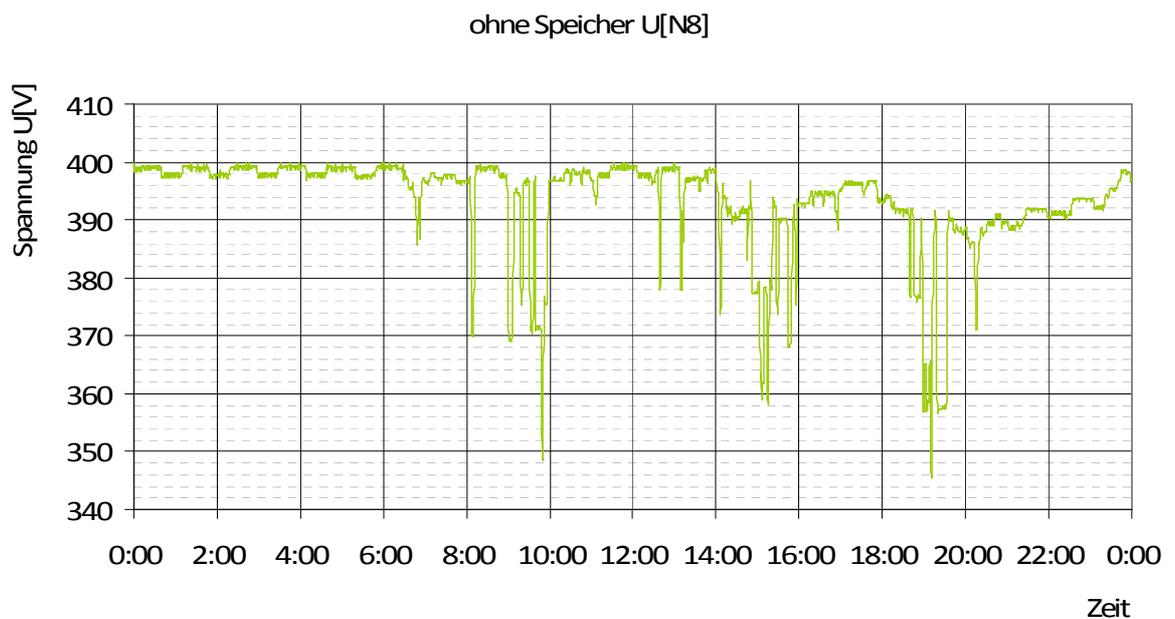


Abb. 3.9 zeitlicher Spannungsverlauf an N8 ohne Speichersystem

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Spannungsqualität seitens des Versorgers nach DIN EN 50160 nicht mehr eingehalten werden kann. Ein Netzausbau in diesem Beispiel wäre zwingend erforderlich. Um diesem entgegen zu wirken, ist der Einsatz eines Energiespeichersystems eine Alternative.

Wie in Abbildung 3.10 zu erkennen, sieht der Leistungsbedarf an N8 folgendermaßen aus. Dabei wurde die Spannung normiert. Die Werte über 100% bzw. unter -100% sind nicht zulässig, da sie die Grenzen nach DIN EN 50160 von 340V bis 440V nicht einhalten.

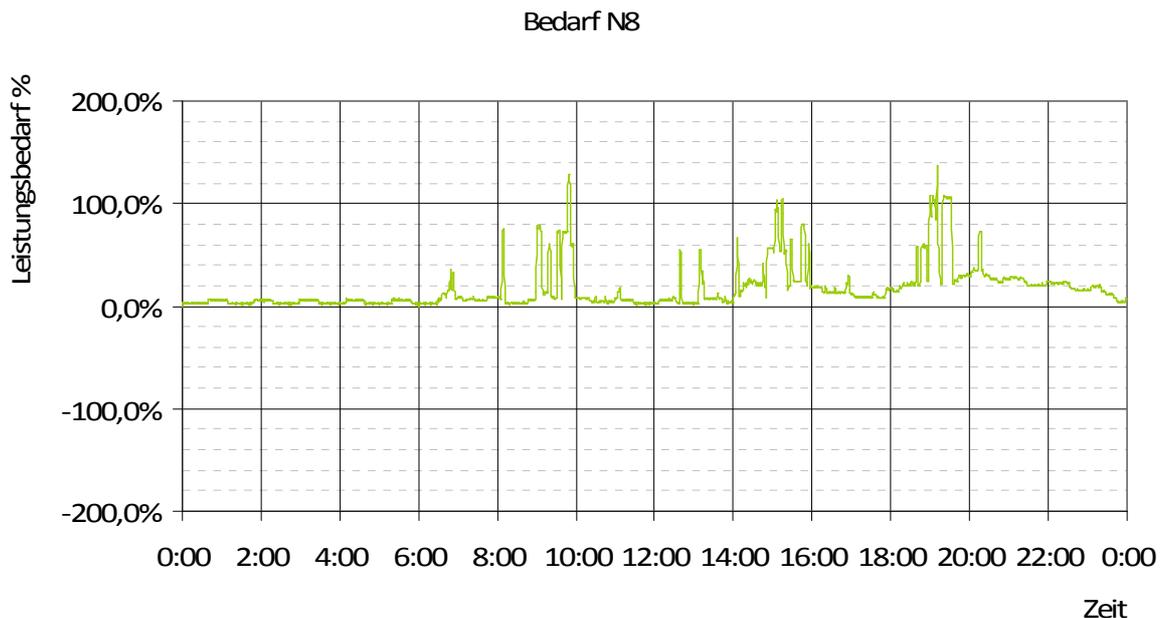


Abb. 3.10 zeitlicher Leistungsbedarf an N8 ohne Speichersystem

Es ist noch zu erwähnen, dass es sich bei allen Darstellungen und Berechnungen aus Gründen der Handhabbarkeit bei den verwendeten Daten um 1 Minuten Mittelwerte der einzelnen Lasten sowie Eigenerzeugungsanlagen handelt, die jeweils über einen ganzen Tag gemessen worden sind. Damit werden also bewusst gewisse Fehler bezüglich der Dynamik in Kauf genommen, wie in [BOD] gezeigt, da zum Beispiel eventuelle Einbrüche der Globalstrahlung nicht richtig registriert werden könnten. Diese sind aber im Vergleich zu den zurzeit aufgenommenen ¼ Stunden Messwerten immer noch genauer, registrieren einen Einbruch und reduzieren den Datenaufwand im Vergleich zu 1 Sekunden Messwerten um den Faktor 60.

Für die Berechnung der Anlagengröße und Wirtschaftlichkeit ist es sinnvoll, den Leistungsbedarf in diskrete Leistungsbänder aufzuteilen, wie in Tabelle 3.2 dargestellt und zu analysieren.

Leistungsbedarf [%]	Intervall U [V]	Energiebedarf [min]	Rel. Anteil von dem Gesamtbedarf [%]
0 - 10	400- 396	805	55,90
10 - 20	396- 392	216	15,00
20 - 30	392- 388	246	17,08
30 - 40	388- 384	34	2,36
40 - 50	384- 380	7	0,49
50 - 60	380- 376	45	3,13
60 - 70	376- 372	15	1,04
70 - 80	372- 268	32	2,22
80 - 90	368- 364	4	0,28
90 - 100	364- <360	36	2,50
Σ		1440	100

Tab. 3.2 Aufteilung der Leistungsbänder

In dem betrachteten Zeitraum ist zu erkennen, dass das Netz sich über die Hälfte der Zeit in dem zulässigen Leistungsbereich von bis zu 90% befindet. Spannungsqualitätsunterschreitungen nach DIN EN 50160 kommen nur 36 Mal beziehungsweise 36 Minuten vor.

Um anhand dieser Auswertung ein geeignetes Energiespeichersystem berechnen zu können, dass für den kostengünstigsten Fall ausgelegt ist, werden drei Bereiche für die Einteilung der Szenarien unterschieden:

- **Energiespeicherung** Das Netz wird zwar zusätzlich belastet, stellt jedoch keine Gefahr für die Einhaltung der Spannungsqualität dar.

- **Speicher aus** Das Netz ist stabil. Um die Lebensdauer des Energiespeichersystems zu erhöhen, trägt dieser Bereich nicht zur Netzstützung bei.

- **Speicherentladung** Um die Spannungsqualität im Rahmen der Norm zu halten, wird zu Zeiten der Starklast der Speicher entladen.

Daraufhin erfolgt die Einteilung der verschiedenen Szenarien, wie in Tabelle 3.3 zu erkennen ist.

Szenario		Energiespeicherung	Speicher aus	Speicherentladung
I	Bänder [%]	-100 bis 10	10 bis 20	20 bis 100
	Energiebedarf [min]	805	216	419
	Rel. Anteil [%]	55,90	15,00	29,10
II	Bänder [%]	-100 bis 10	10 bis 30	30 bis 100
	Energiebedarf [min]	805	462	173
	Rel. Anteil [%]	55,90	32,08	12,01
III	Bänder [%]	-100 bis 20	20 bis 30	30 bis 100
	Energiebedarf [min]	1021	246	173
	Rel. Anteil [%]	70,90	17,08	12,01
IV	Bänder [%]	-100 bis 20	20 bis 40	40 bis 100
	Energiebedarf [min]	1021	280	139
	Rel. Anteil [%]	70,90	19,44	9,65
V	Bänder [%]	-100 bis 30	30 bis 40	40 bis 100
	Energiebedarf [min]	1267	34	139
	Rel. Anteil [%]	87,99	2,36	9,65
VI	Bänder [%]	-100 bis 30	30 bis 50	50 bis 100
	Energiebedarf [min]	1267	41	132
	Rel. Anteil [%]	87,99	2,85	9,17

Tab. 3.3 Einteilung der Szenarien

Auswertung der Szenarien

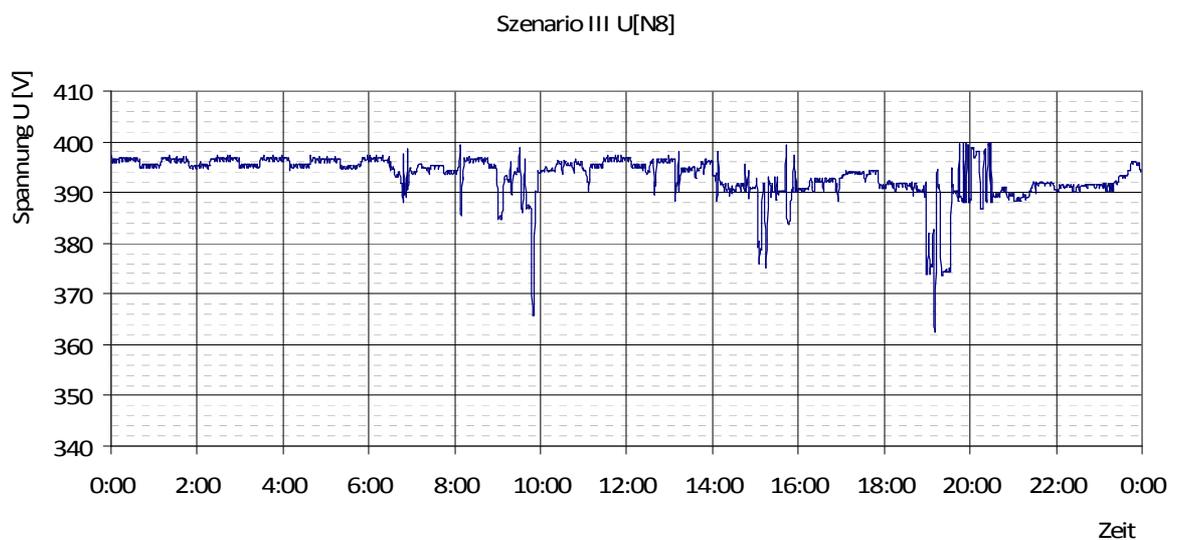


Abb. 3.13 Szenario III zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

Wie in der Abbildung 3.13 zu erkennen ist, die den zeitlichen Spannungsverlauf an N8 des Szenarios III darstellt, ist die Spannungsqualität hier nach DIN EN 50160 durch den Einsatz eines Energiespeichersystems eingehalten. Aber auch die anderen Szenarien (siehe Anlagen Abbildung 3.11 bis 3.16) zeigen, dass alle geforderten Kriterien eingehalten werden.

Durch das Last- und Erzeugungsmanagement wird eine stabilere Energieversorgung unterstützt. Netzengpässe lassen sich somit unterdrücken und Netzausbaumaßnahmen vermeiden oder verzögern.

Szenario	Leistung [kW]	Zyklen	Energieinhalt [kWh]
I	16	22	92
II		22	29
III		30	23
IV		26	20
V		36	19
VI		34	18

Tab. 3.4 Dimensionierung des Energiespeichers

Der Energiespeicher wurde nach Tabelle 3.4 dimensioniert. Das Energiespeichersystem hat hierbei eine maximale Leistung von 16kW bei schwankendem Energieinhalt bedingt durch die einzelnen Szenarien. Da das Verhältnis von Energiespeicherung zu Energieentladung in keinem Szenario übereinstimmt, kann der Lade- bzw. Entladestrom variieren und als Folge daraus die Leistungen. Das heißt zum Beispiel konkret für das Szenario I, dass die Ladeleistung 8,327kW und die Entladeleistung 16kW beträgt.

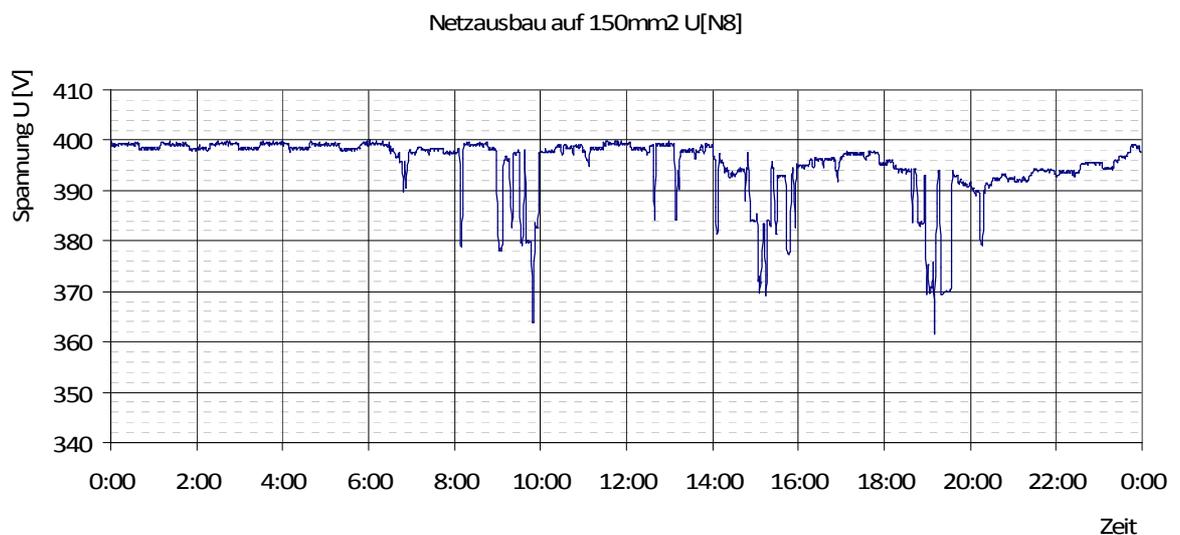


Abb. 3.17 zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Querschnittserhöhung auf 150mm²

Um zu zeigen, dass ein Netzausbau eine andere Alternative ist, die Spannungsqualität einhalten zu können, ist der Spannungsverlauf in Abbildung 3.17 dargestellt. Hier ist zu sehen, dass durch Querschnittserhöhung der Kabel 4 bis 7 von 95mm² auf 150mm² auch das Spannungstoleranzband eingehalten werden kann.

Die technisch wirtschaftliche Bewertung solcher Maßnahmen wird in Tabelle 3.5 gezeigt, indem die Kosten für einen Netzausbau gegenüber den Kosten des Energiespeichers dargestellt sind.

Netzausbau		Energiespeicher		
spezifisch angenommene Kosten [€/m]	100 [VBOD]	spezifisch angenommene Kosten [€/kWh]	Lithium 750 [BINE]	Blei 200 [BINE]
150.000€		Szenario I	69.000€	18.400€
		Szenario II	21.750€	5.800€
		Szenario III	17.200€	4.600€
		Szenario IV	15.000€	4.000€
		Szenario V	14.250€	3.800€
		Szenario VI	13.500€	3.600€

Tab. 3.5 Gegenüberstellung der Kosten

Es ist deutlich zu sehen, dass der Einsatz eines Energiespeichers wesentlich günstiger ist als der Netzausbau. Selbst das Szenario I mit dem höchsten Energieinhalt des Speichers und die damit verbundene Sicherheit zur Gewährleistung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 zeigt, dass ein Energiespeicher theoretisch die günstigere Variante ist. Jedoch können Einsparpotentiale erst nach umfangreichen praktischen Tests sichtbar gemacht werden, da sich erst die Lebensdauerzyklenzeit solcher Systeme bewähren muss.

Die teurere Lithium Ionen Technologie könnte durch die höhere Belastbarkeit und den geringeren Abmaßen in Zukunft immer interessanter werden. Es ist durch praktische Tests zu ermitteln, ob sich der höhere Preis in Bezug auf die längere Lebensdauerzykluszeit gegenüber konventionellen Blei Batteriesystemen bezahlt macht.

3.3.2 Berechnung am Beispiel zu hohe Einspeisung

Im vorherigen Abschnitt wurde eine beispielhafte Auslegung für ein Energiespeichersystem an einem bestimmten Punkt im Netz vorgenommen, in dem die traditionell zentrale Erzeugung von Energie nach Abbildung 3.1 zu Grunde gelegt wurde, um damit einem Netzausbau durch Leistungsspitzenkappung des Verbrauchers entgegenzuwirken.

Im Vergleich dazu, wird im Hinblick der heutigen dezentralen Stromerzeugung ein Energiespeichersystem berechnet, um eine Leistungsreduzierung der einzelnen Einspeiser oder Netzausbaumaßnahmen verzögern bzw. vermeiden zu können.

Es wird das Beispielnetz angenommen (Abbildung 3.18) mit den in Tabelle 3.1 angenommenen Parametern, jedoch werden die Lasten theoretische außer Acht gelassen und es befinden sich sechs dezentrale Eigenerzeugungsanlagen, die alle die technischen Richtlinien am jeweiligen Verknüpfungspunkt einhalten, im elektrischen Niederspannungsnetz. Mit der Simulation wird der Einfluss der Schwachlast des Netzes mit maximaler Einspeisung untersucht.

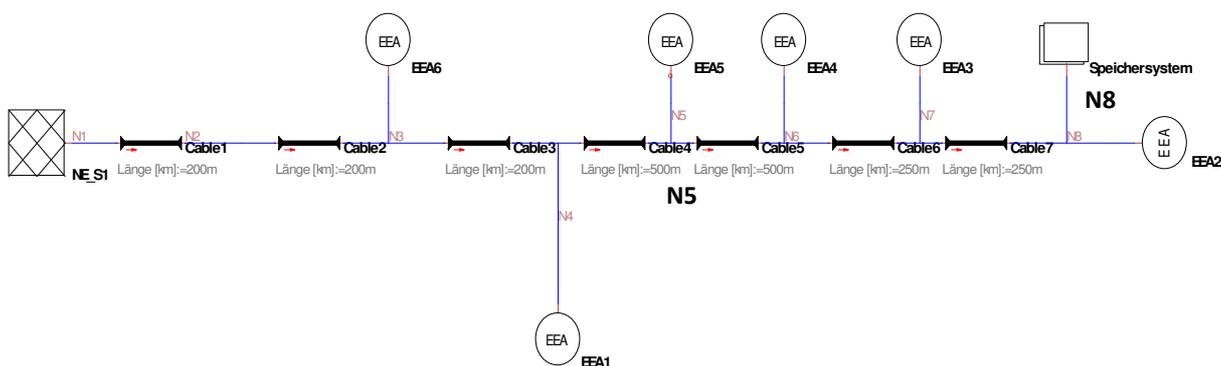


Abb. 3.18 Beispielnetz zu hohe Einspeisung

Die dezentralen Eigenerzeugungsanlagen sind Photovoltaik Anlagen mit unterschiedlichen angenommenen maximalen Spitzenleistungen. Diese sind in der Tabelle 3.6 dargestellt.

Anlage	Leistung [kW]
EEA 1	26,5
EEA 2	8
EEA 3	9
EEA 4	11
EEA 5	15
EEA 6	35

Tab. 3.6 Spitzenleistungen der Einspeiser

Durch die Förderung erneuerbaren Energien bedingt durch das Erneuerbare Energien Gesetz, ist mit einer stetigen Zunahme von dezentralen Erzeugern im Netz zu rechnen. Deshalb wurde eine hohe Durchdringung angenommen. Diese führt zwangsläufig zu einer steigenden Energieeinspeisung, welche zu Problemen im Bereich der Spannungsqualitätsmerkmale des elektrischen Netzes führen kann, wie schon erwähnt wurde.

Solche Probleme entstehen, wie in Abbildung 3.19 zu sehen, auch hier im Beispielnetz. Obwohl alle Einspeiser den technischen Richtlinien entsprechend bewertet worden sind und diese in den Toleranzen liegen, kann das Spannungstoleranzband nach DIN EN 50160 seitens des Energieversorgers nicht mehr eingehalten werden. Dabei wird vorerst vorausgesetzt, dass die Eigenerzeugungsanlagen immer einspeisen dürfen und eine Leistungsreduzierung nicht erfolgt.

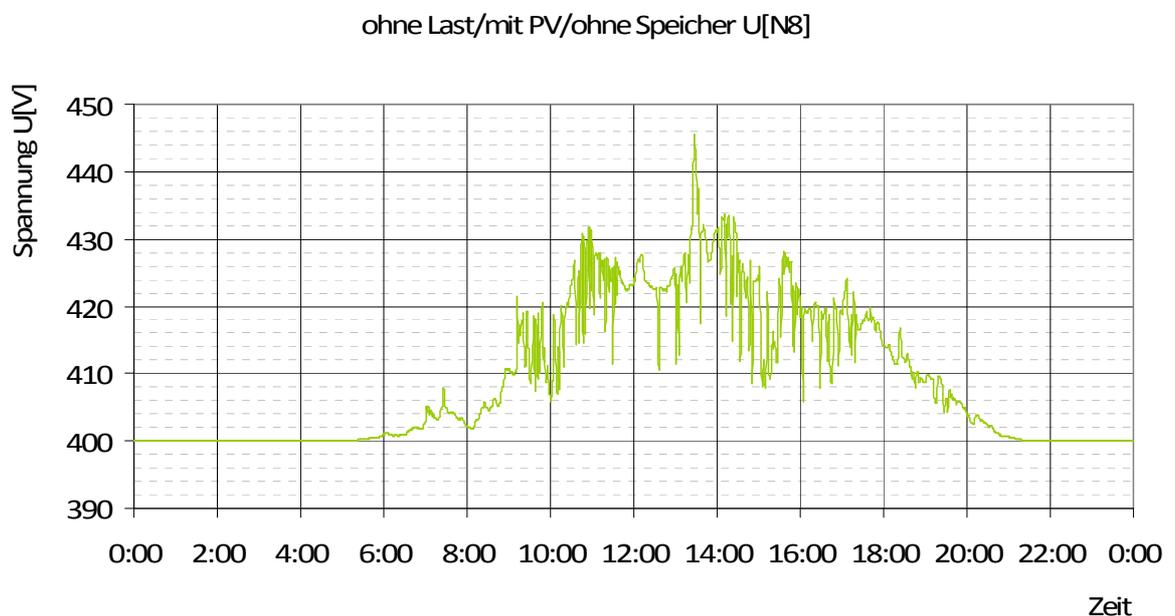


Abb. 3.19 zeitlicher Spannungsverlauf an N8 ohne Speichersystem

Der daraus resultierende Leistungsbedarf, normiert auf DIN EN 50160, ergibt sich aus Abbildung 3.20. Zwischen 12 Uhr und 14 Uhr treten Spannungsüberhöhung am Verknüpfungspunkt N8 auf, die nicht zulässig sind. Grund hierfür ist die gleichzeitige Einspeisung von Energie der einzelnen Eigenerzeugungsanlagen an den jeweiligen unterschiedlichen Punkten im Netz, die zwangsläufig eine Spannungsanhebung mit sich führt.

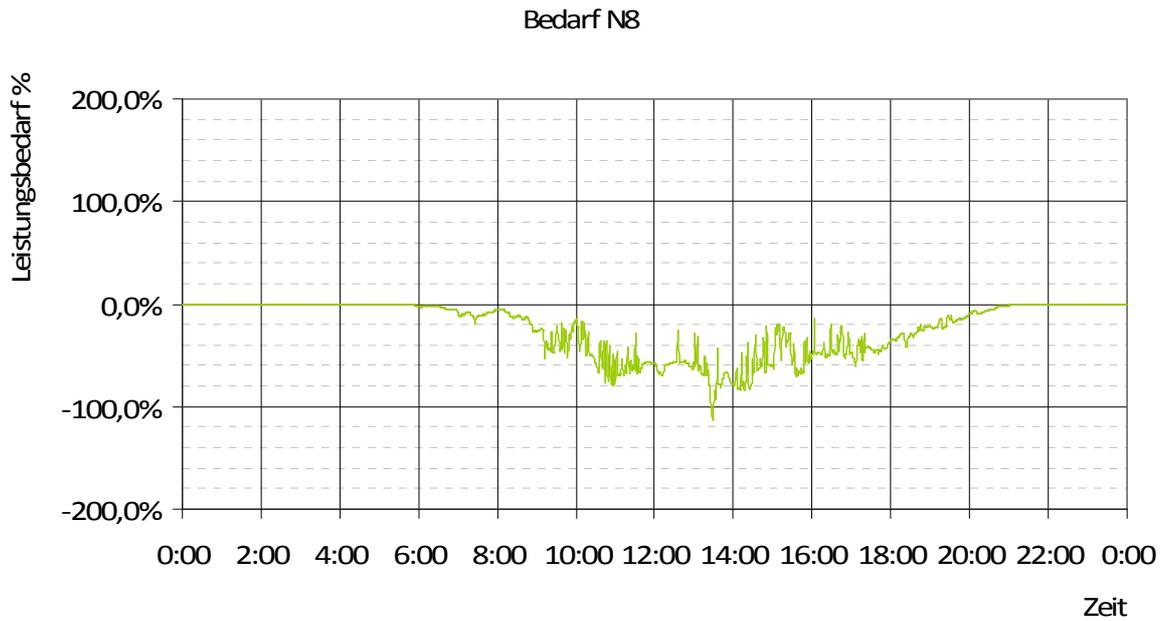


Abb. 3.20 zeitlicher Leistungsbedarf an N8 ohne Speichersystem

Um diesen Einfluss entgegenzuwirken, rückt der Einsatz eines Energiespeichers auch hier in den Vordergrund, um teure Netzausbaumaßnahmen vermeiden oder verzögern zu können und wird im Weiteren simulativ analysiert. Dabei spielt vorerst eine Leistungsreduzierung der Anlagen noch keine Rolle und es wird nur auf Einhaltung nach DIN EN 50160 am kostengünstigsten dimensioniert.

Die Auswertung des zeitlichen Spannungsverlaufs an N8 ergibt die Tabelle 3.7.

Leistungsbedarf [%]	Intervall U [V]	Energiebedarf [min]	Rel. Anteil von dem Gesamtbedarf [%]
-100 - -90	440- 436	7	0,49
-90 - -80	436- 432	13	0,90
-80 - -70	432- 428	41	2,85
-70 - -60	428- 424	111	7,71
-60 - -50	424- 420	126	8,75
-50 - -40	420- 416	121	8,40
-40 - -30	416- 412	82	5,69
-30 - -20	412- 408	112	7,78
-20 - -10	408- 404	117	8,13
-10 - 0	404- <400	710	49,30
Σ		1440	100

Tab. 3.7 Auswertung des zeitlichen Spannungsverlaufs an N8

Daraufhin erfolgt die Einteilung der Szenarien in Tabelle 3.8.

Szenario		Energiespeicherung	Speicher aus	Speicherentladung
I	Bänder [%]	-100 bis -50	-50 bis -30	-30 bis 100
	Energiebedarf [min]	298	203	939
	Rel. Anteil [%]	20,69	14,10	65,21
II	Bänder [%]	-100 bis -50	-50 bis -20	-20 bis 100
	Energiebedarf [min]	298	315	827
	Rel. Anteil [%]	20,69	21,88	57,43
III	Bänder [%]	-100 bis -40	-40 bis -30	-30 bis 100
	Energiebedarf [min]	419	82	939
	Rel. Anteil [%]	29,10	5,69	65,21
IV	Bänder [%]	-100 bis -40	-40 bis -20	-20 bis 100
	Energiebedarf [min]	419	194	827
	Rel. Anteil [%]	29,10	13,47	57,43
V	Bänder [%]	-100 bis -30	-30 bis -20	-20 bis 100
	Energiebedarf [min]	501	112	827
	Rel. Anteil [%]	34,79	7,78	57,43
VI	Bänder [%]	-100 bis -30	-30 bis -10	-10 bis 100
	Energiebedarf [min]	501	229	710
	Rel. Anteil [%]	34,79	15,90	49,31

Tab. 3.8 Einteilung der Szenarien

Auswertung der Szenarien

Aus Abbildung 3.21 bis 3.26 (siehe auch Anlagen) ist zu sehen, dass das Spannungstoleranzband durch den Einsatz eines Energiespeichersystems die Probleme beseitigt.

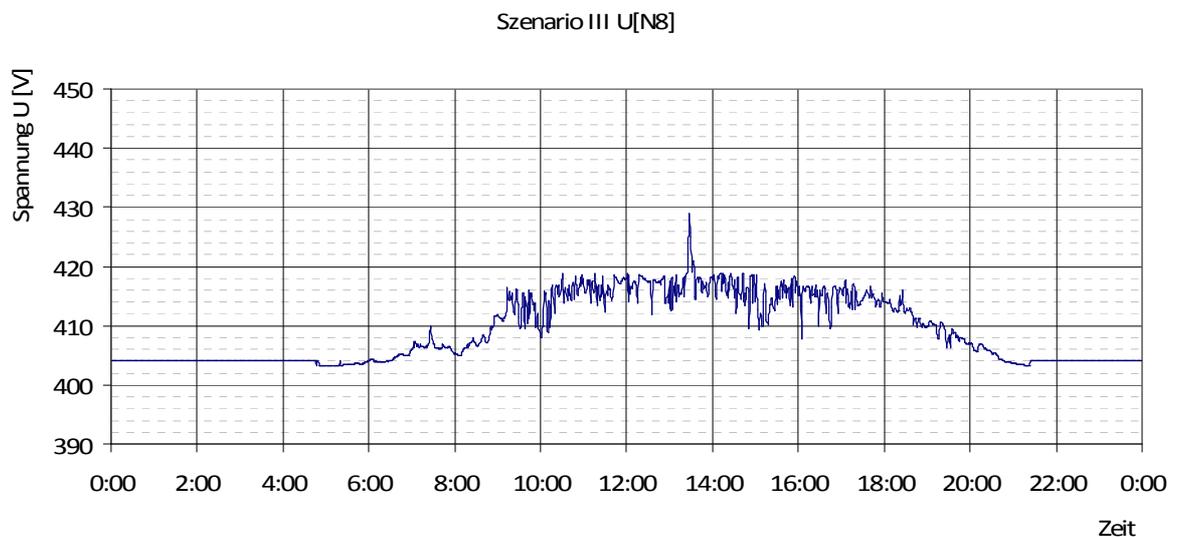


Abb. 3.23 Szenario III zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

Dabei wurde der Energiespeicher nach Tabelle 3.9 dimensioniert.

Szenario	Leistung [kW]	Zyklen	Energieinhalt [kWh]
I	16	26	54
II		12	52
III		44	48
IV		14	46
V		18	44
VI		2	41

Tab. 3.9 Dimensionierung des Energiespeichers

In diesem Beispiel wird gezeigt, dass Leistungsspitzenkappung mittels Energiespeicher bei zu hoher Einspeisung ebenfalls möglich ist. Doch der Einsatz zeigt auch Grenzen, so kann dieser hier nicht eingesetzt werden, um eine Leistungsreduzierung der einzelnen Erzeugungseinheiten ohne entsprechende Veränderung der abzuschaltenden Spannungsgrenzwerte nach VDEW zu umgehen und es können nur die Spannungsqualitätsanforderungen nach DIN EN 50160 erfüllt werden. Grund hierfür ist die zu hohe Einspeisung elektrischer Energie und das nicht übereinstimmende Verhältnis von Speicherung und Entladung bei Begrenzung auf 2% Spannungsanhebung.

Wie in der Tabelle 3.10 zu sehen ist, ergeben sich folgende Anschaffungskosten zur Einhaltung der Spannungsqualität für den Energiespeicher. Bei Betrachtung in Verbindung mit Tabelle 3.9 zeigt sich, dass aufgrund der niedrigen Kosten und der geringen Zyklen das Szenario VI in diesen Fall die beste Wahl für die Energiespeicherdimensionierung wäre.

Netzausbau		Energiespeicher		
spezifisch angenommene Kosten [€/m]	100 [VBOD]	spezifisch angenommene Kosten [€/kWh]	Lithium 750 [BINE]	Blei 200 [BINE]
150.000€		Szenario I	40500€	10800€
		Szenario II	39000€	10400€
		Szenario III	36000€	9600€
		Szenario IV	34500€	9200€
		Szenario V	33000€	8800€
		Szenario VI	30750€	8200€

Tab. 3.10 Gegenüberstellung der Kosten

Durch den wesentlich teureren Netzausbau mittels Querschnittserhöhung der Kabel 4 bis 7 auf 150mm², würde die Spannungsqualität ebenfalls verbessert werden. Abbildung 3.27 (siehe Anlagen) soll dies noch einmal verdeutlichen.

3.3.3 Berechnung durch Kombination

Es bleibt abzuwägen, nach welchen Kriterien ein Energiespeichersystem dimensioniert werden soll. Wie bis jetzt gezeigt, kann dieses für zu hohe Lasten oder einer zu hohen Einspeisung ausgelegt werden um Spannungsqualitätsanforderungen gerecht zu werden. In diesem Abschnitt wird eine Kombination beider erfolgen und aufgrund dessen, dass Energiespeichersystem auf Grundlage von DIN EN 50160 sowie zum anderen auf eine maximale Spannungsanhebung von 2% durch die Eigenerzeugungsanlagen dimensioniert.

Die Abbildung 3.28 zeigt, wie das Netz vollständig aufgebaut ist.

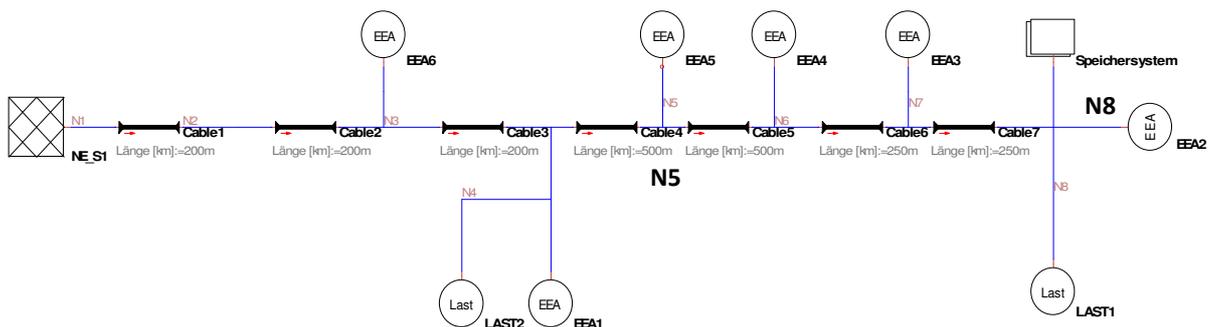


Abb. 3.28 Stickleitung des Beispielnetzes mit zusätzlichen Einspeisern

Dadurch ergibt sich der in Abbildung 3.29 dargestellte neue zeitliche Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt N8. Es ist zu erkennen, dass Spannungseinbrüche sowie Überspannungen auftreten. Diese liegen nicht mehr im Bereich der Spannungsqualitätsmerkmale des Versorgungsnetzes und sind somit nicht zulässig.

mit Last/mit PV/ohne Speicher U[N8]

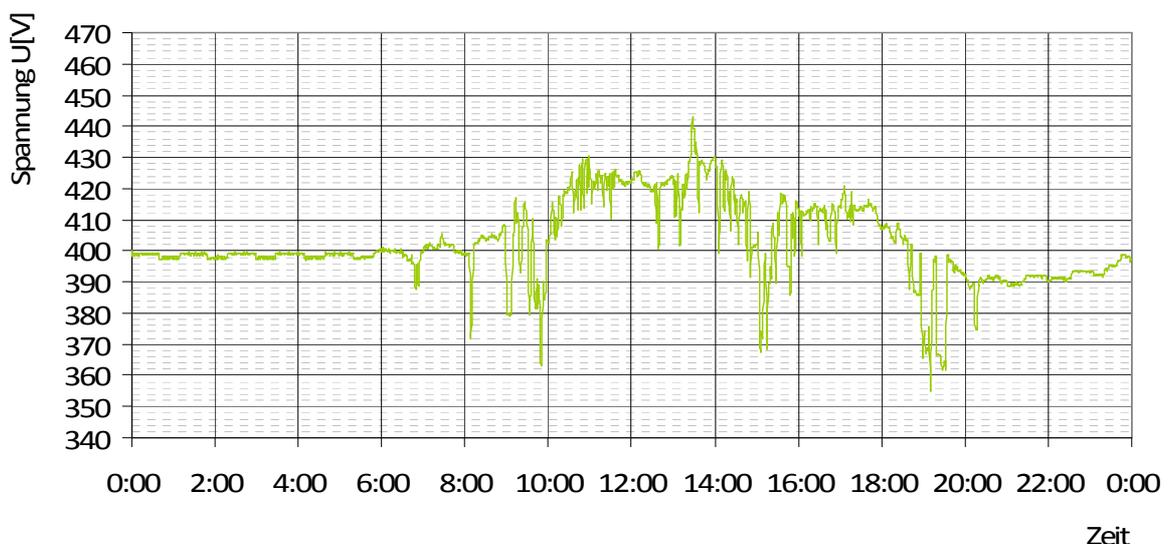


Abb. 3.29 zeitlicher Spannungsverlauf an N8 ohne Speichersystem

Anhand des Lastganges, der von allen Lastgängen wieder der Schlechteste ist, wird erneut ein Energiespeicher im späteren Verlauf dimensioniert. Dieser baut dabei aus den vorherigen berechneten Energiespeicher der einzelnen Szenarienrechnungen auf.

Wie in Abbildung 3.30 dargestellt, stellt sich folgender Leistungsbedarf an N8 ein.

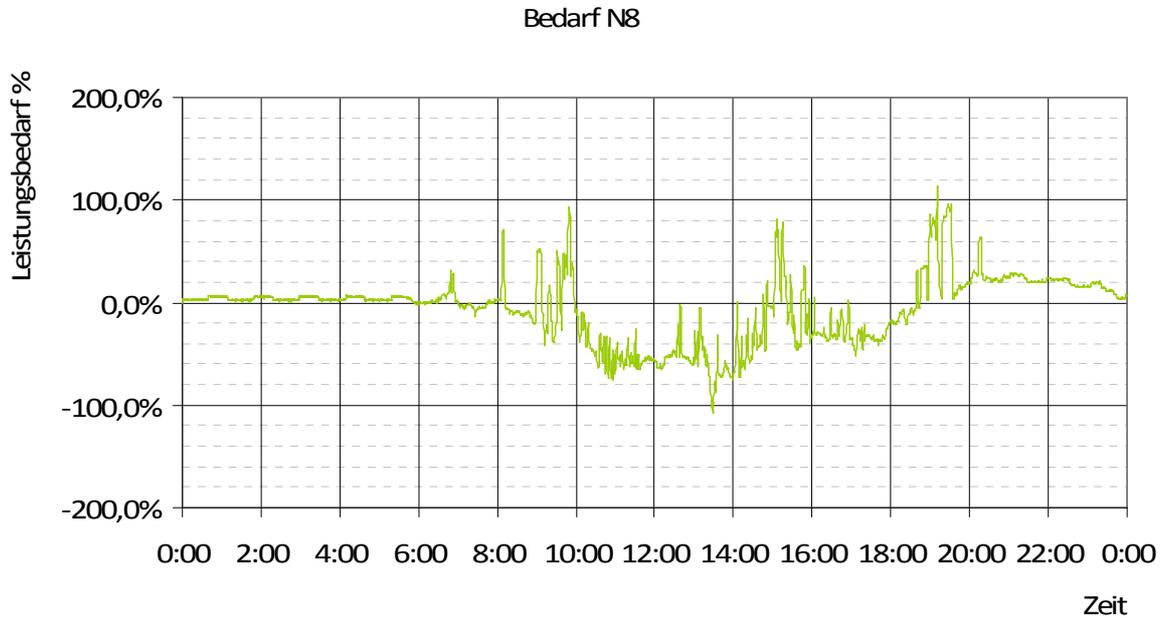


Abb. 3.30 zeitlicher Leistungsbedarf an N8 ohne Speichersystem

Durch den gegebenen Leistungsbedarf findet eine erneute Aufteilung in diskrete Leistungsbänder durch die Tabelle 3.11 statt. Dabei müssen beide Bereiche betrachtet werden, der positive und negative Leistungsbedarf.

Leistungsbedarf [%]	Intervall U [V]	Energiebedarf [min]	Rel. Anteil von dem Gesamtbedarf [%]
-100 - -90	436 - >440	5	0,35
-90 - -80	432 - 436	2	0,14
-80 - -70	428 - 432	24	1,67
-70 - -60	424 - 428	55	3,82
-60 - -50	420 - 424	103	7,15
-50 - -40	416 - 420	62	4,31
-40 - -30	412 - 416	113	7,85
-30 - -20	408 - 412	52	3,61
-20 - -10	404 - 408	79	5,49
-10 - 0	400 - 404	131	9,10

Leistungsbedarf [%]	Intervall U [V]	Energiebedarf [min]	Rel. Anteil von dem Gesamtbedarf [%]
0 - 10	400 - 396	457	31,74
10 - 20	396 - 392	96	6,67
20 - 30	392 - 388	170	11,81
30 - 40	388 - 384	29	2,01
40 - 50	384 - 380	10	0,69
50 - 60	380 - 376	9	0,63
60 - 70	376 - 372	11	0,76
70 - 80	372 - 268	8	0,56
80 - 90	368 - 364	15	1,04
90 - 100	364 - <360	9	0,63
Σ		1440	100

Tab. 3.11 Aufteilung der Leistungsbänder

Mit Orientierung der zuvor betrachteten Szenarienaufteilung, werden nun beide Arten mit deren Energiespeicherung, Pause und Speicherentladung kombiniert und in die jeweiligen Szenarien in Tabelle 3.12 eingeteilt.

Szenario		Energiespeicherung	Speicher aus	Speicherentladung
I	<i>Bänder [%]</i>	<i>-100 bis -50 / 0 bis 10</i>	<i>-50 bis -30 / 10 bis 20</i>	<i>-30 bis 0 / 20 bis 100</i>
	Energiebedarf [min]	647	271	522
	Rel. Anteil [%]	44,93	18,82	36,25
II	<i>Bänder [%]</i>	<i>-100 bis -50 / 0 bis 10</i>	<i>-50 bis -20 / 10 bis 30</i>	<i>-20 bis 0 / 30 bis 100</i>
	Energiebedarf [min]	647	493	300
	Rel. Anteil [%]	44,93	34,23	20,83
III	<i>Bänder [%]</i>	<i>-100 bis -40 / 0 bis 20</i>	<i>-40 bis -30 / 20 bis 30</i>	<i>-30 bis 0 / 30 bis 100</i>
	Energiebedarf [min]	805	283	352
	Rel. Anteil [%]	55,90	19,66	24,44
IV	<i>Bänder [%]</i>	<i>-100 bis -40 / 0 bis 20</i>	<i>-40 bis -20 / 20 bis 40</i>	<i>-20 bis 0 / 40 bis 100</i>
	Energiebedarf [min]	805	364	271
	Rel. Anteil [%]	55,90	25,28	18,82
V	<i>Bänder [%]</i>	<i>-100 bis -30 / 0 bis 30</i>	<i>-30 bis -20 / 30 bis 40</i>	<i>-20 bis 0 / 40 bis 100</i>
	Energiebedarf [min]	1088	81	271
	Rel. Anteil [%]	75,56	5,62	18,82

Szenario		Energiespeicherung	Speicher aus	Speicherentladung
VI	Bänder [%]	-100 bis -30 / 0 bis 30	-30 bis -10 / 30 bis 50	-10 bis 0 / 50 bis 100
	Energiebedarf [min]	1088	170	182
	Rel. Anteil [%]	75,56	11,81	12,64

Tab. 3.12 Einteilung der Szenarien

Auswertung der Szenarien

Eine Energieentladung des Speichers muss auch bei negativem Leistungsbedarf erfolgen, da sonst das Verhältnis von Energiespeicherung zu Energieentladung in Anlehnung an der unter 3.3.1 vorgenommenen Speicherdimensionierung, keineswegs mehr stimmt. Falls dies nicht geschehen würde, wäre der Energiespeicher für zwei Fälle unbrauchbar:

- zu Zeiten der Schwachlast und größtmöglicher Energieerzeugung der Eigenerzeugungsanlage könnte der Energiespeicher evtl. zu 100% geladen sein.
→ Eine Energiespeicherung wäre nicht möglich.
- zu Zeiten der Starklast und keiner Energieerzeugung der Eigenerzeugungsanlage könnte der Energiespeicher evtl. ungeladen sein.
→ Eine Energieabgabe wäre nicht möglich.

Deshalb sind diese zwingend zu vermeiden, da hier keine Netzstützung stattfinden würde und sich der Spannungsverlauf aus Abbildung 3.29 für die jeweiligen Bereiche einstellt.

Die Abbildung 3.31 bis 3.36 (auch Anlagen) zeigen, dass der Einsatz von Energiespeichersystemen, auch hier Netzausbaumaßnahmen verzögern bzw. vermeiden könnte.

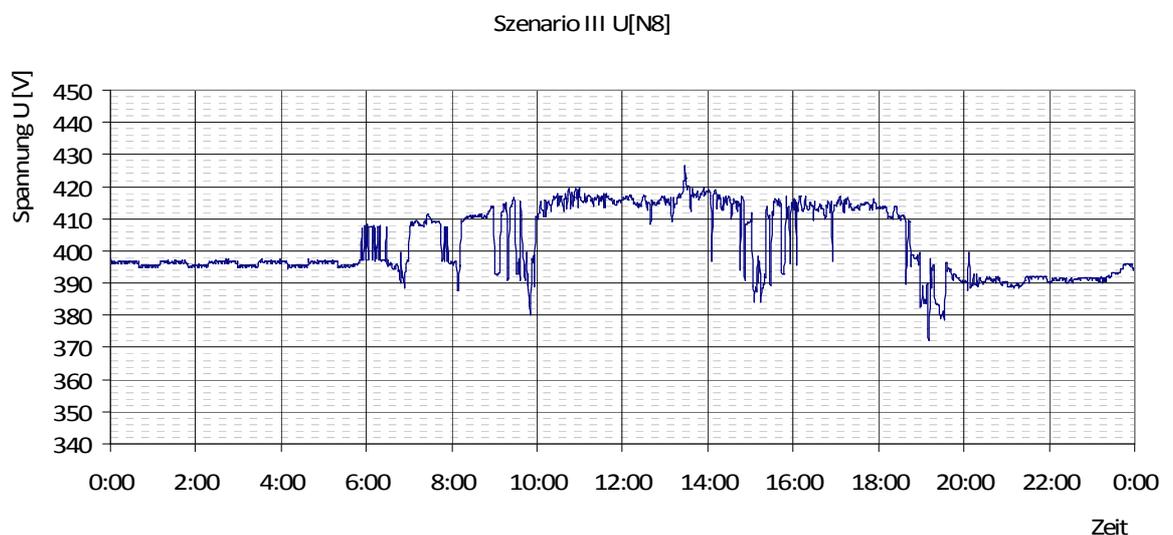


Abb. 3.33 Szenario III zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

Dabei wurde der Energiespeicher wie in der Tabelle 3.13 dargestellt, mit den linken Werten, dimensioniert.

Szenario	Leistung [kW]	Zyklen	Energieinhalt [kWh]
I	16	82	63 / 92 [3.3.1]
II		72	24 / 52 [3.3.2]
III		104	25 / 48 [3.3.2]
IV		80	22 / 46 [3.3.2]
V		100	19 / 44 [3.3.2]
VI		74	16 / 41 [3.3.2]

Tab. 3.13 Dimensionierung des Energiespeichers

Durch die fluktuierende Produktion von Energie, bedingt durch die Eigenerzeugungsanlagen, muss der Energiespeicher jedoch so dimensioniert werden, dass zu Zeiten des Energiemangels auch ohne Energiespeicherung durch die EEA, dieser, die Bereitstellung von Energie zur Verfügung stellt.

Das heißt konkret für eine abschließende Energiespeicherdimensionierung, dass der jeweils größte Energieinhalt des Speichers aus allen Berechnungen ermittelt werden muss. Dies ist in Tabelle 3.13 auf der rechten Seite mit den jeweiligen Verweisen zu sehen. Die damit verbundenen Investitionskosten sind in Tabelle 3.14 aufgeführt.

Netzausbau		Energiespeicher		
spezifisch angenommene Kosten [€/m]	100 [VBOD]	spezifisch angenommene Kosten [€/kWh]	Lithium 750 [BINE]	Blei 200 [BINE]
150.000€		Szenario I (aus 3.3.1)	69.000€	18.400€
		Szenario II	39.000€	10.400€
		Szenario III	36.000€	9.600€
		Szenario IV	34.500€	9.200€
		Szenario V	33.000€	8.800€
		Szenario VI	30.750€	8.200€

Tab. 3.14 Gegenüberstellung der Kosten

Die Abbildung 3.37 (siehe Anlagen) zeigt, dass durch Netzausbaumaßnahmen Spannungsqualitätsmerkmale auch eingehalten werden können.

Bis jetzt wurde der Energiespeicher immer für die kostengünstigste Variante zur Einhaltung der Spannungsqualitätsmerkmale dimensioniert. Dabei wurde vorausgesetzt, dass eine Leistungsreduzierung der Eigenerzeugungsanlagen durch den Versorgungsnetzbetreiber nicht erfolgt.

Im Folgenden wird eine Dimensionierung auf Grundlage der Leistungsreduzierung der einspeisenden Anlage bei 2 % Spannungsanhebung im Versorgungsnetz vorgenommen. Das heißt, falls eine maximale Spannungsanhebung im Netz über >408 V durch die Erzeugungseinheiten verursacht wird, erfolgt deren Abschaltung. Was das für Konsequenzen hat, ist in Abbildung 3.38 gegenüber der vollen Einspeisung der elektrischen Energie dargestellt.

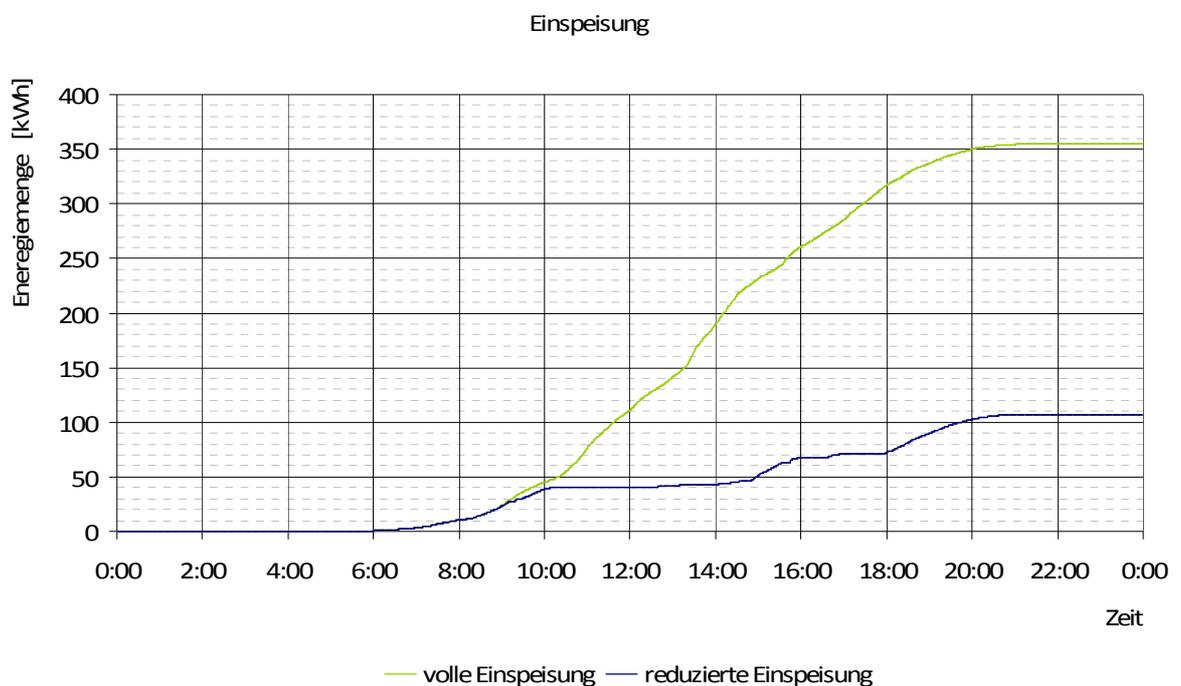


Abb. 3.38 Eingespeiste Energiemenge im Vergleich

Während bei der Einspeisung ohne Reduzierung eine Energiemenge von ca. 345 kWh am Ende des Tages eingespeist wurde, sind es bei der reduzierten Einspeisung lediglich 108 kWh. Das heißt konkret für dieses Beispiel, dass eine Energiemenge von ca. 237 kWh durch Abschaltung der Erzeugungseinheiten verloren gegangen ist.

Um diesen entgegenzuwirken, kommt der Energiespeicher mit der Aufgabe zum Einsatz, die elektrische Energie zu erforderlichen Zeiten zu speichern und diese wieder abzugeben, wenn dadurch keine Abschaltung der Erzeugungseinheiten droht. Es hat sich hierbei als günstig erwiesen, dass Energiespeichersystem in der Mitte am Verknüpfungspunkt N5 anzuschließen, wie auch in [BOD] ausführlich gezeigt.

Da eine sehr hohe Menge an Energie gespeichert werden muss, können die Szenarien nicht wie gewohnt eingeteilt werden. Wie in Tabelle 3.15 zu sehen, wurde der Energiespeicher für folgende Bereiche der Energiespeicherung und Entladung dimensioniert.

Szenario		Energiespeicherung	Speicher aus	Speicherentladung
I	Bänder [%]	-100 bis -10		-10 bis 100
	Energiebedarf [min]	495		945
	Rel. Anteil [%]	34,38		65,62

Tab. 3.15 Einteilung

Auswertung der Dimensionierung

Aus Abbildung 3.39 ist zu erkennen, dass am Ort der höchsten Spannungsanhebung ohne Energiespeicher, am Verknüpfungspunkt N8, die Spannung auf maximal 408 V begrenzt wurde.

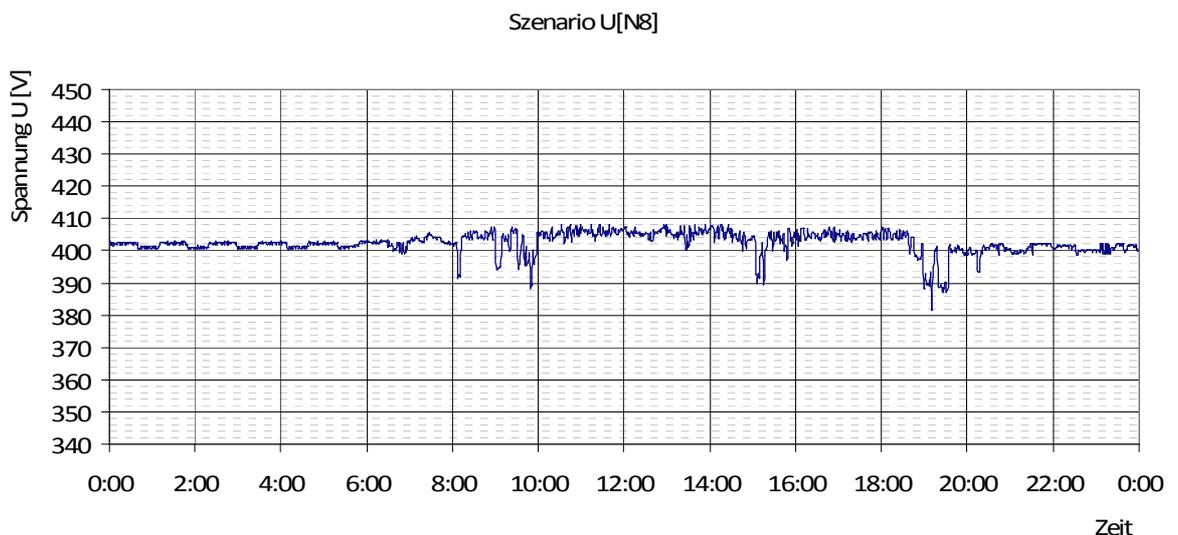


Abb. 3.39 Szenario zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems an N5

An allen anderen Knotenpunkten konnte ebenfalls der Spannungswert eingehalten werden, sodass keine Leistungsreduzierung der Erzeugungseinheiten durch den Verteilungsnetzbetreiber droht und die volle Energiemenge, wie auch noch einmal die Abbildung 3.40 in den Anlagen verdeutlicht, mittels des Zusammenspiels aus Erzeugungseinheit und Energiespeicher in das Versorgungsnetz eingespeist werden kann. Zudem kann gleichzeitig eine Netzstabilisierung festgestellt werden.

Der Energiespeicher wurde dabei wie in der Tabelle 3.16 zu sehen mit folgenden Werten dimensioniert.

Szenario	Leistung [kW]	Zyklen	Energieinhalt [kWh]
I	70 / -48	54	160

Tab. 3.16 Dimensionierung des Energiespeichers

Es ist zu erkennen, dass der Energiespeicher mit einer maximalen Ladeleistung von 70kW Energie speichert und mit einer maximalen Entladeleistung von 48kW Energie entladen muss.

Daraus ergeben sich die in der Tabelle 3.17 aufgeführten spezifischen Kosten für die unterschiedlichen Speichertechnologien

Energiespeicher		
spezifisch angenommene Kosten [€/kWh]	Lithium 750 [BINE]	Blei 200 [BINE]
Szenario I	120000€	32000€

Tab. 3.17 Gegenüberstellung der Kosten

Da hier eine andere Einteilung der Szenarien von Nöten ist, was durch den Vergleich der Tabelle 3.13 mit Tabelle 3.16 noch einmal deutlich wird, ergibt sich jedoch ein Nachteil.

Zu Zeiten eines mangelnden Angebotes an regenerativer Energie durch Wolkenzug oder schlechtem Wetter, ist speziell bei Photovoltaikanlagen deren Energieerzeugung gering oder gar nicht vorhanden und es kann keine elektrische Energie in das Energieversorgungsnetz geliefert werden. Dasselbe gilt für Windkraftanlagen, falls kein Wind weht. Für diesen Fall kann keine Energie durch den Energiespeicher gespeichert werden. Somit kann dieser zu Zeiten des Energiemangels, bedingt durch das Verhalten des Verbrauchers nicht zur Netzstützung beitragen und ein Netzausbau wäre die Folge.

Eine Umschaltautomatik in Kombination mit dem entsprechenden Speicher an N8, die an schlechten Tagen mit geringerer Energieerzeugung evtl. auf das aus Tabelle 3.13 gewählte Szenario wechseln könnte, stellt hier eine günstigere Alternative dar. Zudem könnten die drei Jahreszeiten Sommer, Winter und einer Übergangszeit (Herbst oder Frühjahr) hinterlegt werden, um in grober Näherung Abschätzungen treffen zu können, in wie weit die Tage ertragreich sind oder nicht um somit die Umschaltautomatik darauf einrichten zu können.

3.3.4 Einspeiseleistungsreduzierung einer Eigenerzeugungsanlage

Die vorherigen Betrachtungen zum Einsatz eines Energiespeichers in das Niederspannungsnetz beruhen auf Vergleichen zwischen Speichereinsatz und Netzausbaumaßnahmen. Dabei sind die vorgegebenen Werte der bewertungskritischen Richtlinien nach VDEW erfüllt.

Falls die Anschlussleistung einer Eigenerzeugungsanlage für die Integration in das Niederspannungsnetz jedoch zu hoch ist, stoßen Netzausbaumaßnahmen an ihre parameterbedingten Grenzen. Ein Anschluss an eine höhere Spannungsebene wäre die Folge. Aufgrund von Witterungseinflüssen gibt eine Photovoltaik-Anlage aber nur unter optimalen Bedingungen ihre maximale Leistung ab, sodass dieser Anschluss eigentlich nur zu bestimmten Zeiten erforderlich wäre. Die Lösung ist eine Leistungsreduzierung, die zu den wenigen Zeiten der Spitzenleistungen diese teilweise speichert und zu Zeiten des Energiemangels wieder abgibt.

In diesem Abschnitt wird gezeigt, dass die Verwendung eines Energiespeichersystems, bei einer zu hohen Anschlussleistung einer Eigenerzeugungsanlage, die Richtwerte nach VDEW ebenfalls gewährleisten kann. Dadurch kann der Verknüpfungspunkt an eine höhere Spannungsebene verhindert werden.

Ausgangspunkt für die Energiespeicherdimensionierung ist das in Abbildung 3.41 zu sehende Beispielnetz mit den Parametern der einzelnen Spezifikationen.

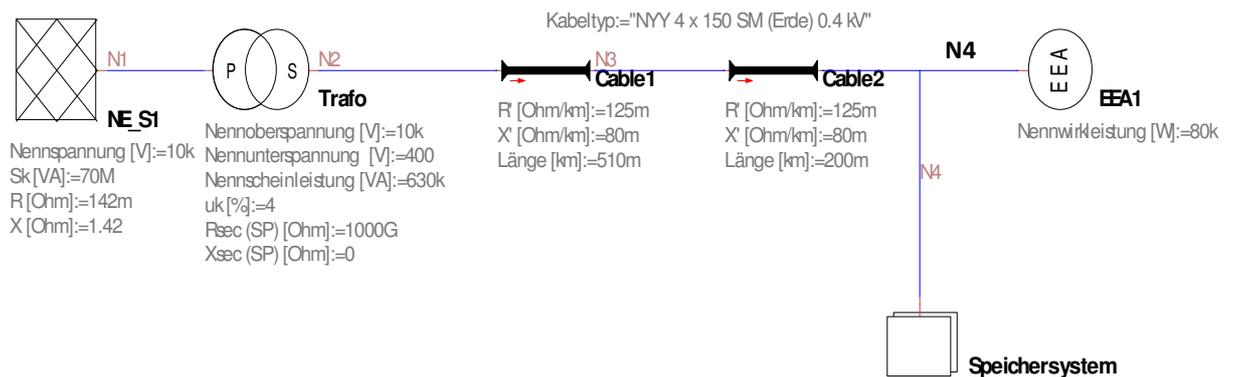


Abb. 3.41 Beispielnetz Leistungsbegrenzung

In der Tabelle 3.18 sind die Kurzschlussleistungen der Verknüpfungspunkte gezeigt.

Verknüpfungspunkt	Kurzschlussleistung in MW
N1	70
N2	12
N3	1,56
N4	1,15

Tab. 3.18 Übersicht der Kurzschlussleistungen

Ohne Speicher stellt sich dadurch der zeitliche Spannungsverlauf an N4 ein, der in Abbildung 3.42 zu sehen ist.

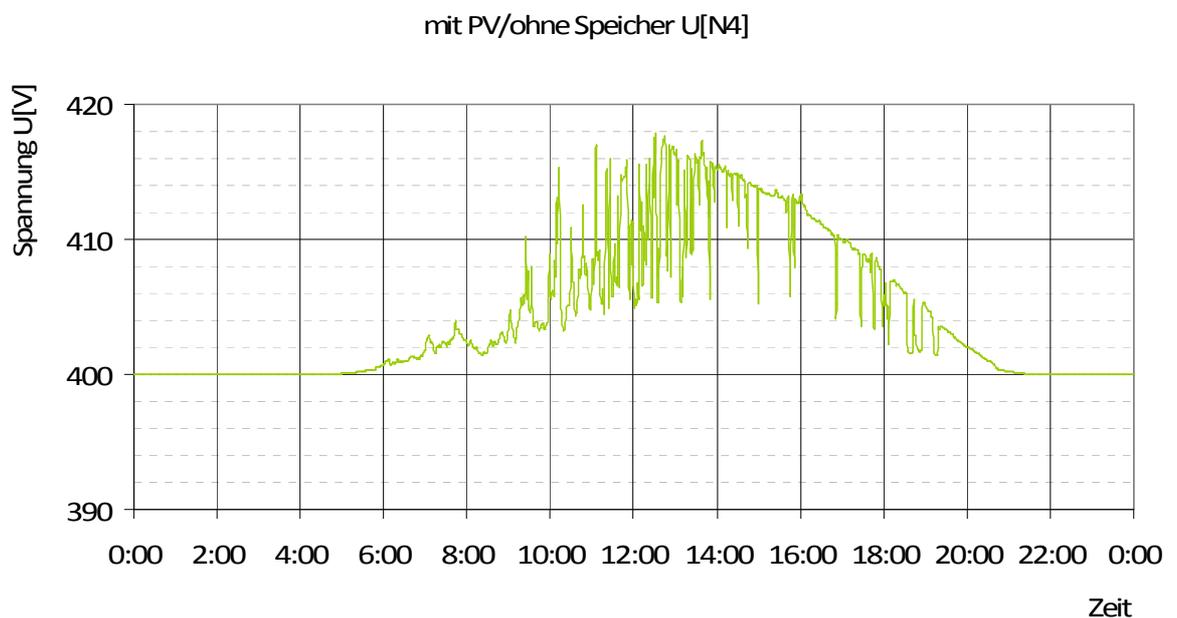


Abb. 3.42 zeitlicher Spannungsverlauf an N4 ohne Speichersystem

Wie man deutlich erkennen kann, ist die nach VDEW zu gewährleistende maximale Spannungsanhebung von 2% nicht eingehalten. Um diesen entgegenzuwirken und zu gewährleisten, dass die 2% eingehalten werden, wird der Energiespeicher entsprechend dimensioniert.

Auch hier erfolgt eine Betrachtung des Leistungsbedarfs an N4 durch die Abbildung 3.43. Es ist zu erkennen, dass die Spannungsanhebung durch die Eigenerzeugungsanlage keine kritischen Werte nach DIN EN 50160 annehmen würde, doch nach VDEW diese jedoch nicht in dieser Spannungsebene angeschlossen werden dürfte.

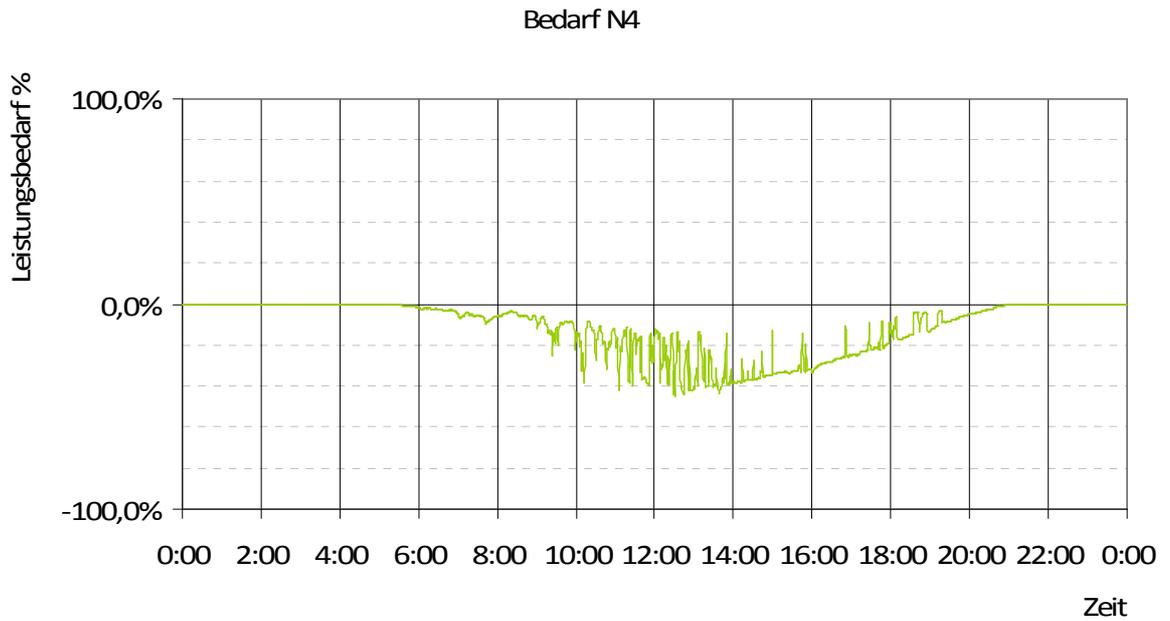


Abb. 3.43 zeitlicher Leistungsbedarf an N4 ohne Speichersystem

In Tabelle 3.19 wird die nähere Betrachtung der einzelnen Leistungsbereiche aus Abbildung 3.43 und deren Verteilung ersichtlich.

Leistungsbedarf [%]	Intervall U [V]	Energiebedarf [min]	Rel. Anteil von dem Gesamtbedarf [%]
-100 - -90	440- 436	0	0,00
-90 - -80	436- 432	0	0,00
-80 - -70	432- 428	0	0,00
-70 - -60	428- 424	0	0,00
-60 - -50	424- 420	0	0,00
-50 - -40	420- 416	30	2,08
-40 - -30	416- 412	186	12,92
-30 - -20	412- 408	151	10,49
-20 - -10	408- 404	177	12,29
-10 - 0	404- <400	446	30,97
Σ		1440	100

Tab. 3.19 Auswertung des zeitlichen Spannungsverlaufs an N4

Wie man auch hier noch einmal in Zahlen bestätigt bekommt, tritt die relative Spannungsanhebung von größer 2% (>408 V) über den Tag verteilt, 367 Minuten auf. Für diese Zeit muss der Energiespeicher als Last dienen, indem dieser geladen wird und somit die Einspeiseleistung reduziert. Gleichzeitig muss für den Rest des Tages die gespeicherte Energie, zu Zeiten der Einhaltung der 2% Marke, wieder abgegeben werden. Um die Lebensdauer des Speichers zu erhöhen, gibt es in dem dargestellten Beispiel nur ein Bereich, indem wieder eine Pause der Speicherung/Entladung erfolgen kann.

Die Einteilung der Szenarien kann hier entfallen, da sich nicht viele Möglichkeiten der Dimensionierung ergeben. Deshalb wurde der Energiespeicher nach den folgenden Bereichen ausgelegt, Tabelle 3.20.

Szenario		Energiespeicherung	Speicher aus	Speicherentladung
I	Bänder [%]	-50 bis -20	-20 bis -10 /	-10 bis 0
	Energiebedarf [min]	367	177	896
	Rel. Anteil [%]	25,49	12,29	62,22

Tab. 3.20 Einteilung

Bei dieser Einteilung ist festzustellen, dass diese nur durch Weglass der speicherinaktiven Phase zu einem veränderten Ergebnis bezüglich der Dimensionierung führen kann. Dies wäre aber aufgrund der erhöhten Zyklenzahl nicht ratsam und wurde hier außer Acht gelassen.

Auswertung der Dimensionierung

Die Abbildung 3.44 zeigt, dass die Einspeiseleistung der Eigenerzeugungsanlage in Verbindung mit dem Energiespeichersystem auf die geforderten 2% begrenzt werden konnte und somit dem Anschluss an das Niederspannungsnetz nichts im Wege steht.

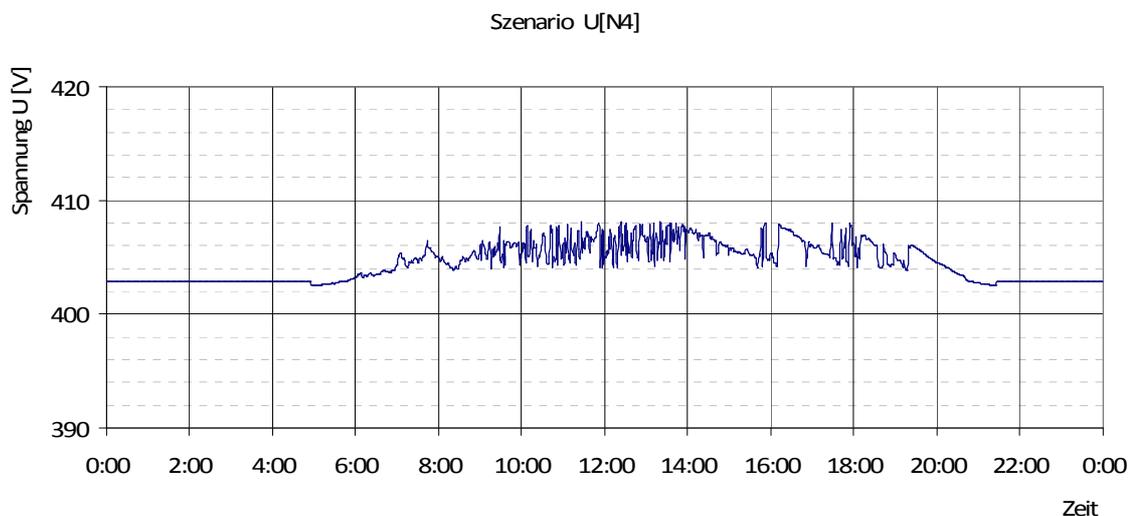


Abb. 3.44 Szenario zeitlicher Spannungsverlauf an N4 durch Verwendung eines Speichersystems

Bei der Energiespeicherdimensionierung wurden die in der Tabelle 3.21 dargestellten Werte berechnet.

Szenario	Leistung [kW]	Zyklen	Energieinhalt [kWh]
I	44 / -12,4	10	174

Tab. 3.21 Dimensionierung des Energiespeichers

Dabei wird mit einer maximalen Ladeleistung von 44kW, Energie gespeichert und mit einer maximalen Entladeleistung von 12,4kW Energie entladen.

Letztendlich zeigt Tabelle 3.22 die Kosten für den Energiespeicher.

Energiespeicher		
spezifisch angenommene Kosten [€/kWh]	Lithium 750 [BINE]	Blei 200 [BINE]
Szenario I	130500€	34800€

Tab. 3.22 Kosten für Energiespeicher

Die Kosten für den Energiespeicher scheinen auf den ersten Blick relativ hoch zu sein, aber bei Photovoltaik- Errichtungspreise von 7500€/kW [BODV] und der Anlagengröße von 80kW, macht das einen Anteil für:

- Lithium- Energiespeicher von ca. 22% und
- Blei- Energiespeicher von ca. 6% aus.

Es konnte also für genau diesen Fall anschaulich bewiesen werden, dass auch ein Energiespeichersystem eine Alternative sein kann, um den Anschluss an einem anderen Verknüpfungspunkt abzuwenden, da allen Anschlusskriterien nach VDEW eingehalten werden können.

Doch da die Erzeugungsanlage eine Leistung über 30kW besitzt, gilt laut §5 EEG nicht mehr die Verpflichtung des Netzbetreibers, den Verknüpfungspunkt des Grundstückes mit dem Netz als günstigsten zu wählen, obwohl alle Kriterien eingehalten wurden.

Deshalb wäre eine Überdenkung dieser Regelung durch den Einsatz eines Energiespeichers anzustreben.

4. Zusammenfassung

Energiespeicher werden in Zukunft eine immer größer werdende Priorität für Energieversorgungssysteme in Anspruch nehmen. Es wurden derzeit vorstellbare Speichertechnologien zu Speicherung elektrischer Energie der drei Hauptgruppen:

- elektrochemische
- elektrische und
- mechanische Energiespeicher
- sowie der Vollständigkeit halber thermische Energiespeicher, die aber nur zur effizienteren Arbeitsweise von KWK- Anlagen dienen

näher hinterleuchtet, die sich in Verwendung oder noch in der Entwicklung befinden.

Welches aber für die Beispielrechnungen ihren Einsatz findet und ob dies allein mit Akkumulatoren machbar ist, wird die Zukunft zeigen.

Zurzeit befinden sich nur einige wenige stationäre Pilotanlagen mit Energiespeichern im Niederspannungsnetz, die den Bedarf für einen bestimmten Bereich teilweise decken. Doch die Entwicklung neuer Speichertechnologien ist voll in Gang, die immer höhere Energiemengen mit immer geringeren Verlusten insbesondere unter dem Einfluss der Nanotechnologie für Elektrochemische / Elektrische Energiespeicher entwickelt, sodass mit einer Zunahme zu rechnen ist.

Die traditionelle Energieversorgung ist so gestaltet, dass sie dreigeteilt ist:

- Erzeuger
- Netzbetreiber
- Versorgungsunternehmen

Aber wie in der vorliegenden Arbeit gezeigt, ist eine Umstrukturierung der Energiewirtschaft seit einiger Zeit in Gang. Durch die Förderung von erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) befinden sich mit fortschreitender Zeit immer mehr dezentrale Eigenerzeugungsanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz, sodass ohne Energiespeicher die genannten Probleme entstehen können.

Um zu zeigen, wie die Speichertechnologien in das Niederspannungsnetz integriert werden können, wurden die benötigten Systemkomponenten sowie deren Einbindung erklärt. Dabei bestehen die grundlegenden Systemkomponenten eines Energiespeichersystems aus mindestens einem Umrichter, um eine netzkonforme Wechselspannung zu erzielen und ein Energiespeicher. Des Weiteren können diese seriell oder parallel zu den Verbrauchern in das Energieversorgungsnetz eingebunden werden mit den jeweiligen Vor- und Nachteilen.

Wie eine zukünftige Einbindung von Energiespeichern in das elektrische Netze aussehen soll, wurde zum Beispiel mit dem Plug- In- Konzept dargestellt. Der Speicher von Elektro- oder Hybridfahrzeugen soll hier primär zur mobilen Bereitstellung von Energie und zu Ladezeiten (Ruhezustand) als stationärer Speicher im elektrischen Netz dienen. Bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen, die am elektrischen Netz angeschlossen sind, könnte durch einen hohen infrastrukturellen Aufwand diese Fahrzeugspeicher als *virtuelle Kraftwerke* eingesetzt werden, um somit einen relativ hohen Bereich von regelbaren Verbrauch zu erzielen. Es wurde jedoch festgestellt, dass diese Studie fraglich ist, da mobile Energiespeicher andere Anforderungen bezüglich des Gewichts und Platzes aufweisen wie Energiespeicher zur Netzstützung.

Um Netzausbaumaßnahmen zu verhindern, wurde in einer Beispielrechnung ermittelt, dass Energiespeichersysteme durchaus eine Alternative sind, wenn die Deckung des Grundlastbedarfs nicht mehr gewährleistet werden kann.

Ebenfalls wurde gezeigt, dass die Zwischenspeicherung von Energie zukünftig immer mehr an Bedeutung gewinnen wird, da:

- die Schwächung der Solarstrahlung innerhalb der Erdatmosphäre in erster Näherung proportional dem Strahlungsweg durch die Lufthülle ist, erreicht im Sommer wegen des höheren mittleren Sonnenstands und damit des durchschnittlich kürzeren Strahlungsweges ein größerer Teil der überhaupt auf die Gebietsfläche Deutschlands am oberen Atmosphärenrand eintreffenden Strahlung auch letztlich die Erdoberfläche [KWS].
Das heißt im Sommer, wenn wenig Energie benötigt wird, scheint die Sonne stark. Im Winter, wenn deutlich mehr Energie verbraucht wird, ist die Einstrahlung nur sehr begrenzt.
- die Produktion von regenerativer Energie zusätzlich noch starken tageszeitlichen und wetterbedingten Fluktuationen unterliegt, die nicht planbar sind.

Diese Punkte können aufgrund von Gleichzeitigkeiten bei einer hohen Durchdringung von Eigenerzeugungsanlagen in schwach ausgebauten Netzen, die vorwiegend in ländlichen Gegenden vorzufinden sind, zu Problemen führen, die unzulässige Spannungsüberhöhungen zur Folge haben, aber gelöst wurden.

Der Einsatz eines Energiespeichersystems gegenüber Netzausbaumaßnahmen stellt hier ebenfalls die technisch wirtschaftlich günstigere Lösung dar, wie in weiteren Beispielrechnungen bewiesen wurde.

Als letztes Beispiel für den Einsatz eines Energiespeichers wurde dieser als Einspeiseleistungsreduzierung einer Eigenerzeugungsanlage dimensioniert, um den Anschluss an eine höhere Spannungsebene abzuwenden. Dabei wurde auch hier gezeigt, dass solch ein Beispiel theoretisch machbar ist und die Grenzen nach VDEW eingehalten werden können.

In allen Berechnungsbeispielen muss zwar in relativ kurzer Zeit eine relativ große Energiemenge zur Verfügung gestellt werden, doch dafür sind Energiespeicher in ausreichender Größenordnung dimensioniert worden.

Weiterhin kann festgestellt werden, dass hier das Energiespeichersystem keiner teuren Kommunikation zwischen den Komponenten unterliegt, da nur ein Speicher vorhanden ist und die Netzverhältnisse bekannt sind. Dadurch kann bei bestimmten Leistungsbereichen beziehungsweise Spannungsbändern eine entsprechend festgelegte Reaktion des Speichers erfolgen, die kritische Situationen abwendet.

Für nachfolgende Betrachtungen und um längerfristige Aussagen über die Dimensionierung eines Energiespeichers treffen zu können, ist es sinnvoll diese, über mehrere Tage und einer Vielzahl von Last- sowie Einspeiserdaten durch eine Auswertung mittels Multisimulation in Erwägung zu ziehen.

Literaturverzeichnis

- [AH] Hiebl, A. : „Untersuchungen des HF- induzierten Schaltvorgangs bei Hochtemperatursupraleitern“
Dissertation TU München 2004
- [BINE] Bine Informationsdienst : „Wärme und Strom Speichern“
<http://www.bine.info>
- [BOD] Bodach, M. : „Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen“
Dissertation TU Chemnitz 2006
- [BRU] Brusa Elektronik AG : „Antriebs- und Energiespeicherkonzepte im Auto der Zukunft“
Vortrag NTB, 04. Juni 2002
- [DJS] Schneider, J. : „Workshop Netzintegration“
Nationale Strategiekonferenz Elektromobilität, Berlin 11/08
- [DOE] Oertel, D. : „Energiespeicher- Stand und Perspektiven“
Arbeitsbericht Nr. 123 : Februar 2008
- [DT] Tseronis, D. : „Dynamik Verbesserung von Traktionssystemen“
Diplomarbeit TU Berlin 2004
- [DUS] Sauer, D.U. : „Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung“
Publikation RWTH Aachen
- [EEG] www.bundesanzeiger.de : „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“
Bonn 31. September 2008
- [EEH] Agentur für Energien e. V. : „Erneuerbare Elektromobilität - Hintergrundinformationen „
www.unendlich-viel-energie.de 11/08
- [EES] Schwab, A. : „Elektroenergiesysteme“ Karlsruhe: Springer- Verlag, 2006
ISBN 3-520-29664-6
- [EN20] Das Wissensportal für die Energie der Zukunft
<http://www.energy20.net>
- [EnWG] juris GmbH : „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)“
07. Juli 2005
- [ESA] ESA Electricity Storage association
<http://www.electricitystorage.org>

- [EXIDE] EXIDE Technologies
<http://www.exide.com>
- [GAR] Garche, J. : „Elektrochemische Energiespeicher Stand, Probleme, Perspektiven“ *Energiewirtschaftliche Tagesfrage*, Heft 10/2006, S. 61-66
- [GHW] Gesellschaft für Hochleistungselektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung mbH
<http://www.ghw-mbh.de>
- [HKDK] Heuck, K. ; Dettmann, K.: „Elektrische Energieversorgung“
 Wiesbaden: Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, 1999
 ISBN 3-528-38547-2
- [HWKR] Wallentowitz, H. ; Reif, K. : „Handbuch Kraftfahrzeugelektronik“
 Wiesbaden: Vieweger, September 2006
 ISBN-10 3-528-03971-X
- [IFEU] Wuppertal Institut : „Elektromobilität und erneuerbare Energien“
 Arbeitspapier Nr. 5, November 2007
- [JDUS] Jossen, A. ; Sauer, D.U. : „Advances in Redox- Flow Batteries“
 First International Renewable Energy Storage Conference
 Gelsenkirchen 30./31. Oktober 2006
- [KWS] Kaltschmitt, M. ; Wiese, A. ; Streicher, W. : „Erneuerbare Energien“
 Berlin Heidelberg: Springer- Verlag, 2002
 ISBN 3-5402-43600-6
- [MFE] Mataré, H.F. ; Faber, P. : „Erneuerbare Energien“
 Düsseldorf: VDI- Verlag, 1993
 ISBN 3-18-401183-6
- [MHH] Mauschele, P. ; Häderli, C. ; Höckel, M. : „Dezentrale Eigenerzeugungsanlagen im Verteilnetz“
 Bulletin SEV/VSE 21/04
- [MKU] Kurth, M. : „Welchen Beitrag kann Elektromobilität zur Netzstützung leisten“
 Nationale Strategiekonferenz Elektromobilität, Berlin 11/08
- [NASA] Altair Nanotechnologies, Inc. : „Altair Nanotechnologies Details Power Features of ist Nano Titanate Battery“
 vom 14. September 2006
- [PGB] Brunekreeft, G. : „EU Klimaschutzpaket 20- 20- 20 bis 2020 - Konsequenzen für die deutsche Wirtschaft“
 Duisburg: Workshop 3, September 2008
- [RBE] Benger, R. : „Elektrische Energiespeicher für dynamische Anforderungen“
 Fachpraktikum Energiesystemtechnik TU Clausthal 2007
- [RBA] Europäisches Parlament und Rates : „Richtlinie 2006/66/EG über Batterien und Akkumulatoren sowie Altbatterien und Altakkumulatoren“
 06. September 2006

- [RKÖ] Kötz, R. : „Doppelschichtkondensatoren - Technik, Kosten, Perspektiven“
Paul Scherrer Institut, 2002
- [RUMW] Europäisches Parlament und Rates : „Richtlinie 2005/32/EG über
Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener
Produkte“
06. Juli 2005
- [SCiB] Toshiba
www.toshiba.co.jp/about/press/2007_12/pr1101.htm
11. Dezember 2007
- [TOR] E- Control : „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und
Benutzer von Netzen“
Version 2.2 2006
- [VBOD] Bodach, M. : Vorlesung „Elektrische Anlagen“
Westfälische Hochschule Zwickau 2008
- [VDE] VDE : „VDE- Studie Dezentrale Energieversorgung 2020“
Frankfurt 2007
- [VDEA] VDE : „VDE- Analyse Versorgungsqualität im deutschen
Stromversorgungssystem“
Frankfurt 2006
- [VDEW] VDN : „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
Frankfurt am Main: VDEW Energieverlag, 2005
ISBN 3-8022-0838-2
- [WBN] Woyte, A. ; Belmans, R. ; Nijs, J. : „Simulation kurzzeitiger
Leistungsschwankungen in Niederspannungsnetzen mit hohem
Photovoltaikanteil“
Universität Leuven Erscheinungsjahr: ohne Angabe
- [WF] Friedrich, W. : „Tabellenbuch Elektrotechnik Elektronik“
Bonn: Dümmlers Verlag, 1998
ISBN 3-427-53025-6
- [WFWH] Fischer, W. ; Haar, W. : „Die Natrium/ Schwefel- Batterie: Ein neuer
Hochenergiespeicher“
Physik in unserer Zeit, Heft 6/1978
- [WKR] Krewitt, W. : „Perspektiven von Elektromobilität in einem Versorgungssystem
mit hohem Anteil erneuerbarer Energie“
Nationale Strategiekonferenz Elektromobilität, Berlin 11/08

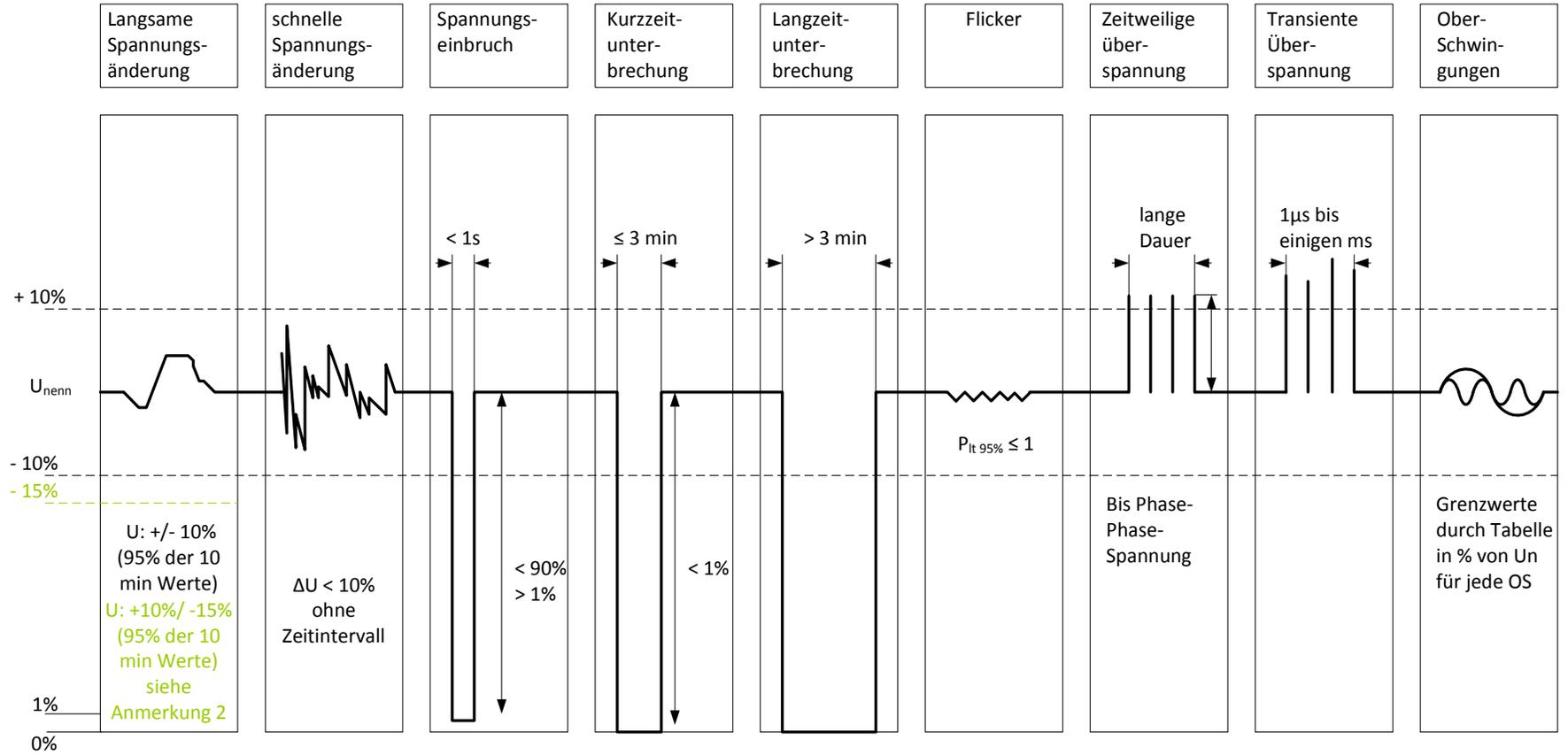


Abb. 2.1.1 Spannungsqualitätsmerkmale im Niederspannungsnetz [nach DIN EN 50160]

Die vollständige DIN EN 50160 bezogen auf das Niederspannungsnetz ist zuvor dargestellt

Verknüpfungspunkt	Spezifikation	Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt [kVA]	Kabeltyp	max. Leistung [kW]
N1	Netz NE_S1	630		
N2		545		
	Cable 1		NY 4x95 Länge: 200m	
N3		489		
	Cable 2		NY 4x95 Länge: 200m	
	Last 2			24,6
N4		438		
	Cable 3		NY 4x95 Länge: 200m	
N5		337		
	Cable 4		NY 4x95 Länge: 500m	
N6		268		
	Cable 5		NY 4x95 Länge: 500m	
N7		243		
	Cable 6		NY 4x95 Länge: 250m	
N8		222		
	Cable 7		NY 4x95 Länge: 250m	
	Last 1			51
	Speichersystem			+/- 16

Tab. 3.1 Gegebenheiten des Beispielnetzes

Bei den hier verwendeten Werten handelt es sich ausschließlich um Beispielwerte, anhand deren sich ein schwaches, ländliches Niederspannungsnetz durchaus orientieren könnte.

Die zeitlichen Darstellungen der Spannungsverläufe der einzelnen Szenarien für die jeweiligen Kapitel sind hier, sofern nicht zuvor schon geschehen dargestellt. Es kann festgestellt werden, dass die Grenzen nach DIN EN 50160 durch den Einsatz eines Energiespeichersystems sowie für Netzausbaumaßnahmen abgewendet werden können.

Kapitel 3.3.1: Zu hohe Last

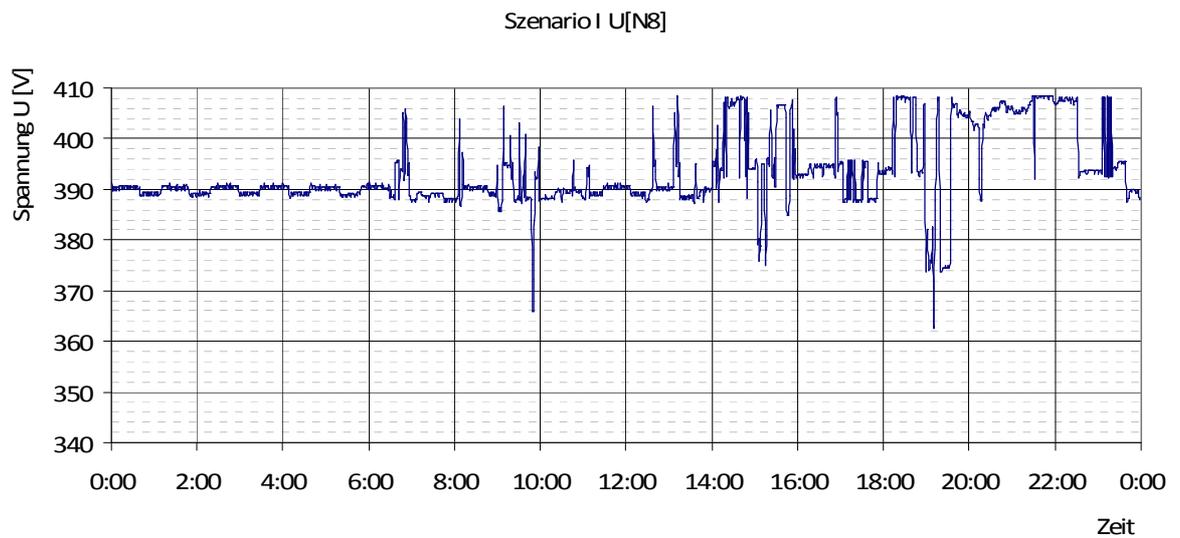


Abb. 3.11 Szenario I zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

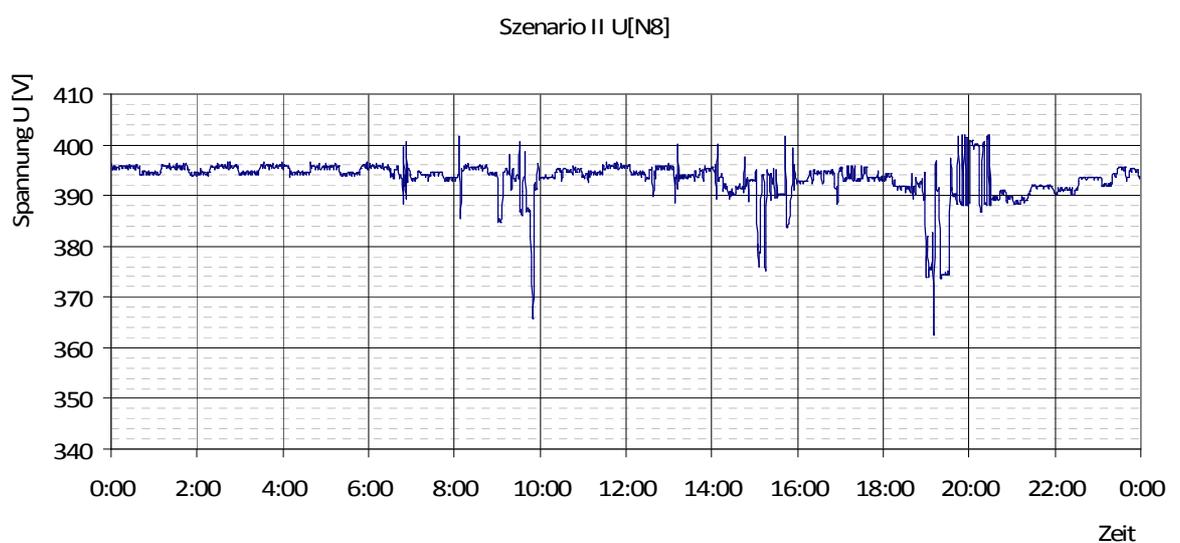


Abb. 3.12 Szenario II zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

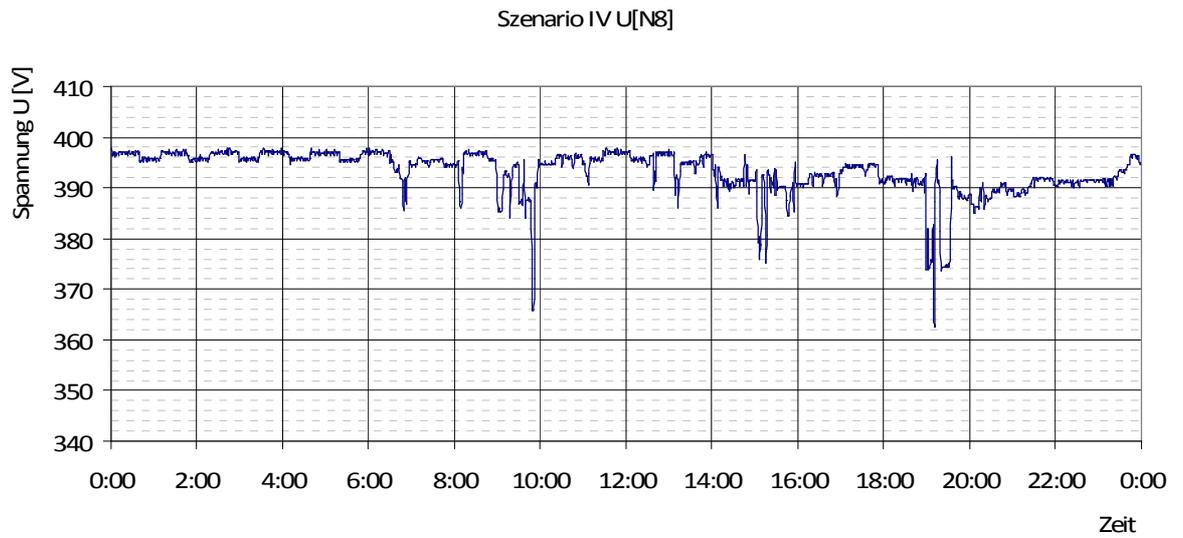


Abb. 3.14 Szenario IV zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

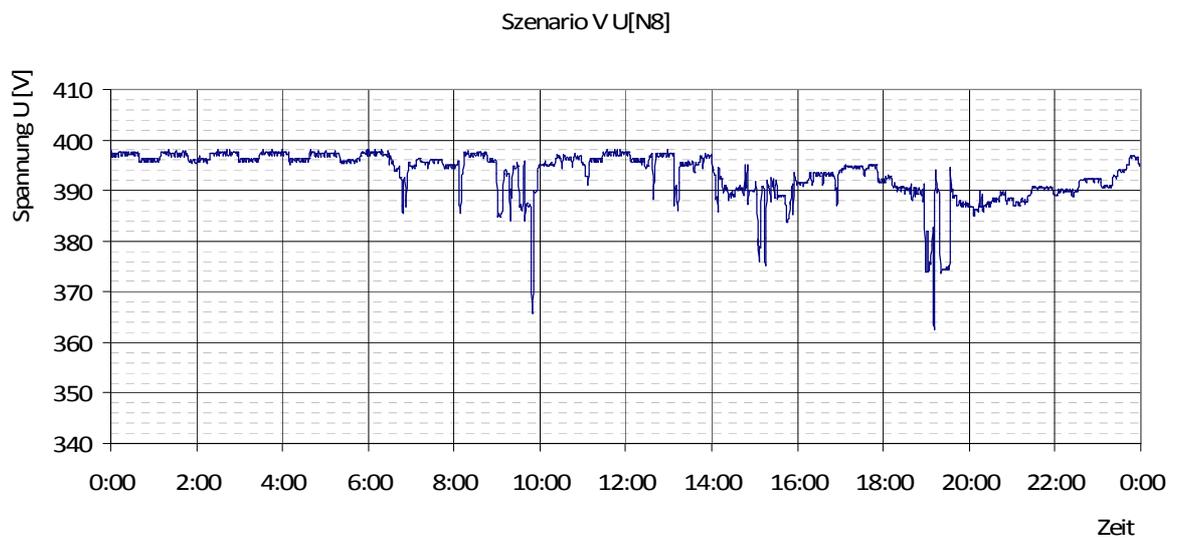


Abb. 3.15 Szenario V zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

Szenario VI U[N8]

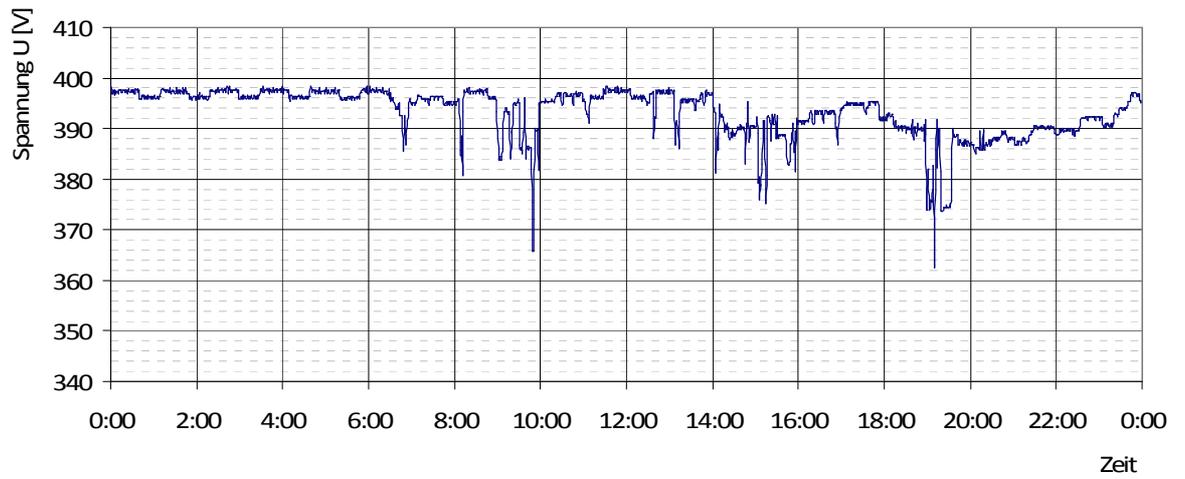


Abb. 3.16 Szenario VI zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

Kapitel 3.3.2: Zu hohe Einspeisung

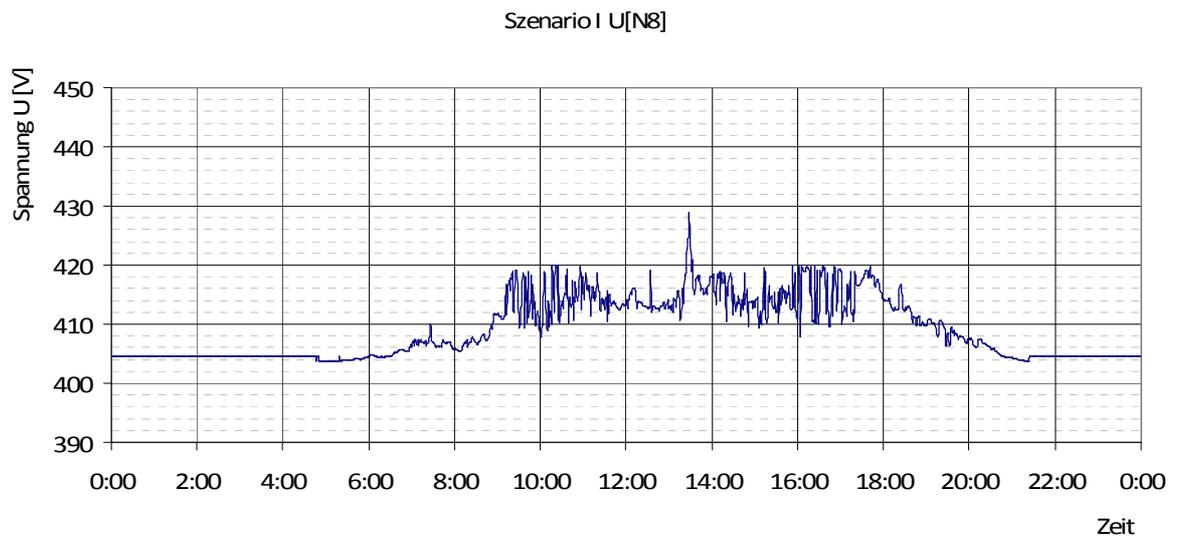


Abb. 3.21 Szenario I zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

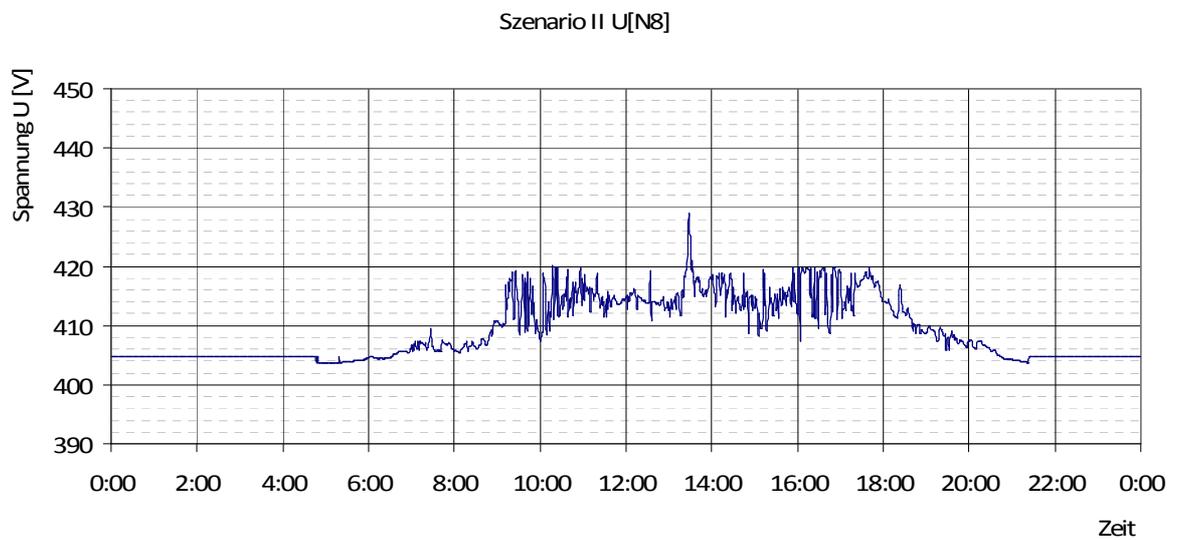


Abb. 3.22 Szenario II zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

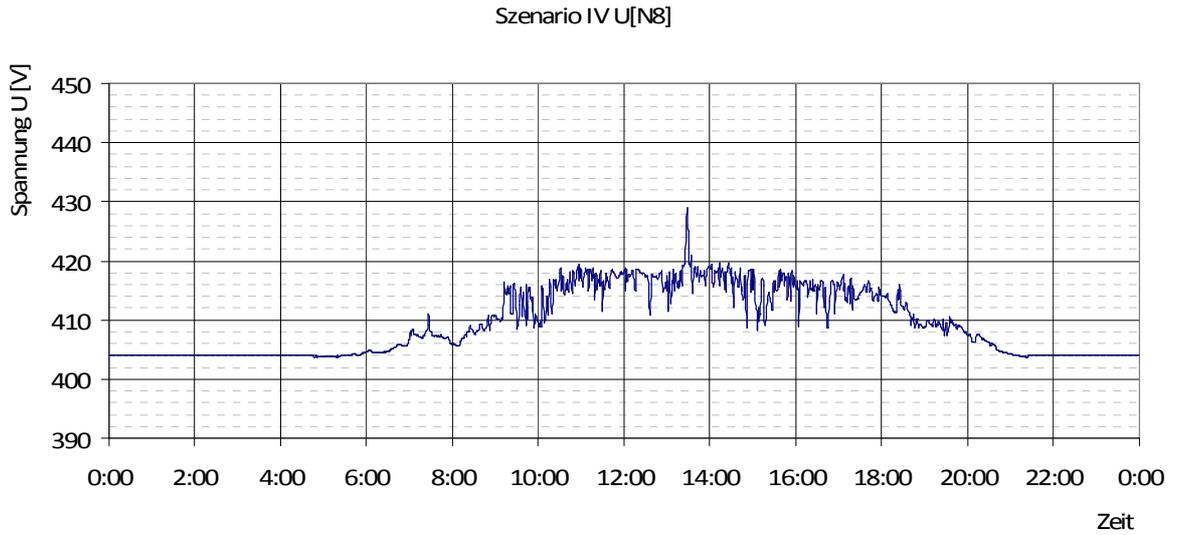


Abb. 3.24 Szenario IV zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

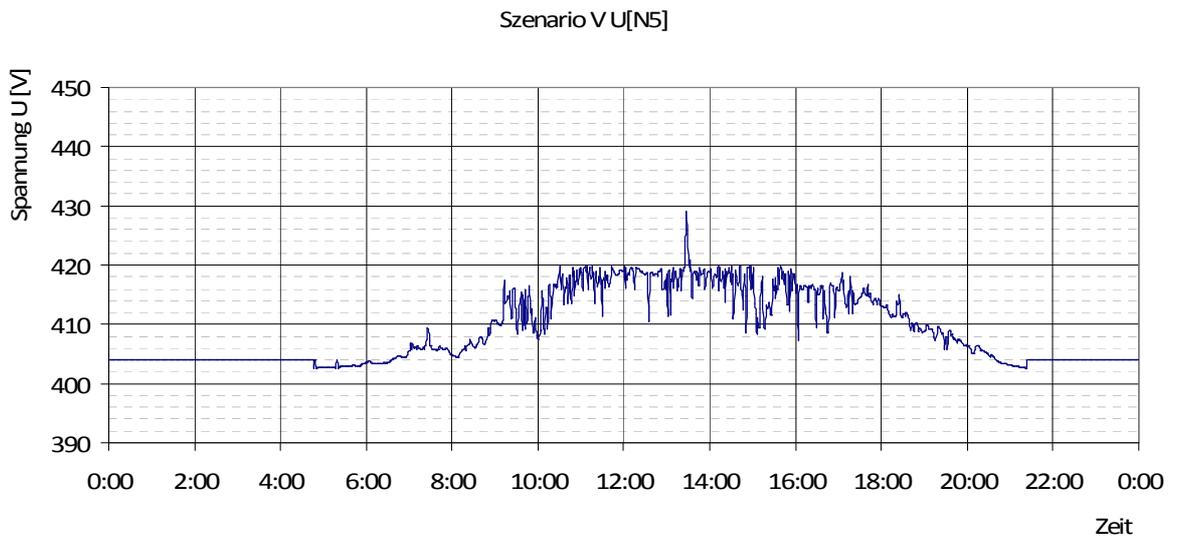


Abb. 3.25 Szenario V zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

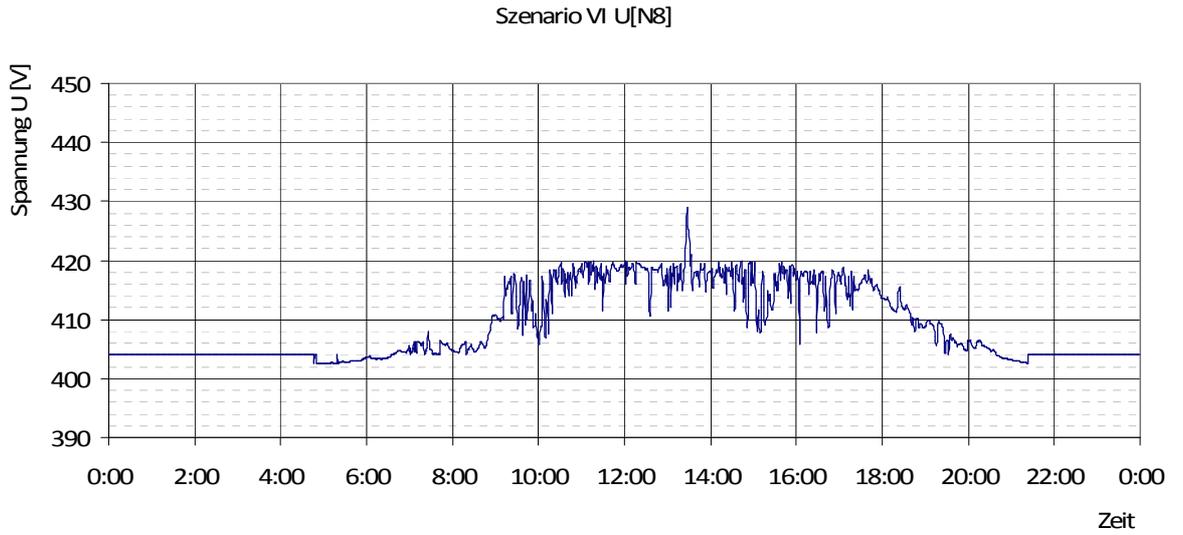


Abb. 3.26 Szenario VI zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

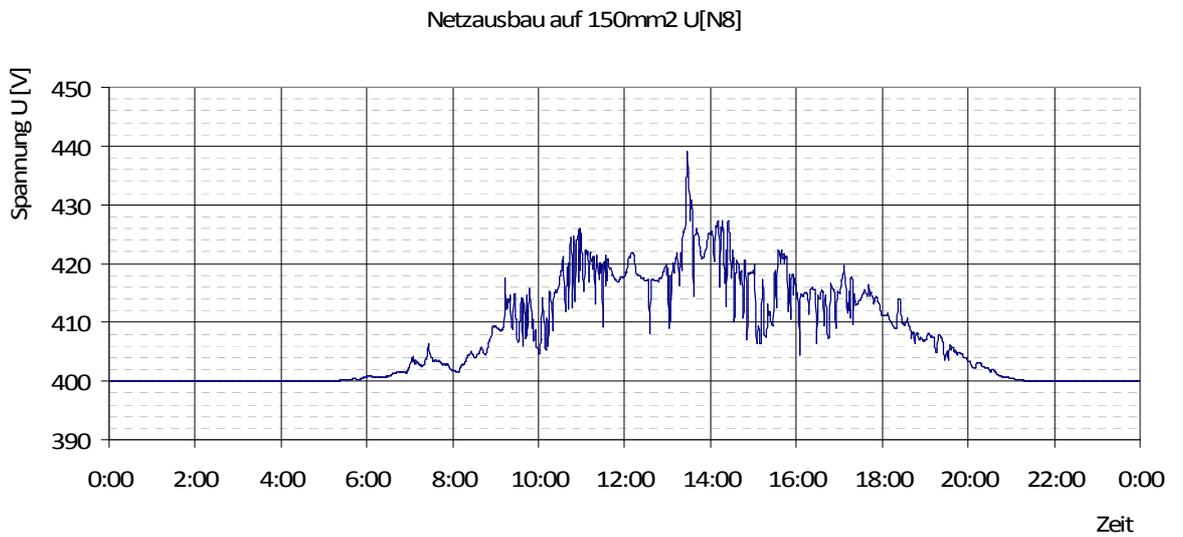


Abb. 3.27 zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Querschnittserhöhung auf 150mm²

Kapitel 3.3.3: Kombination

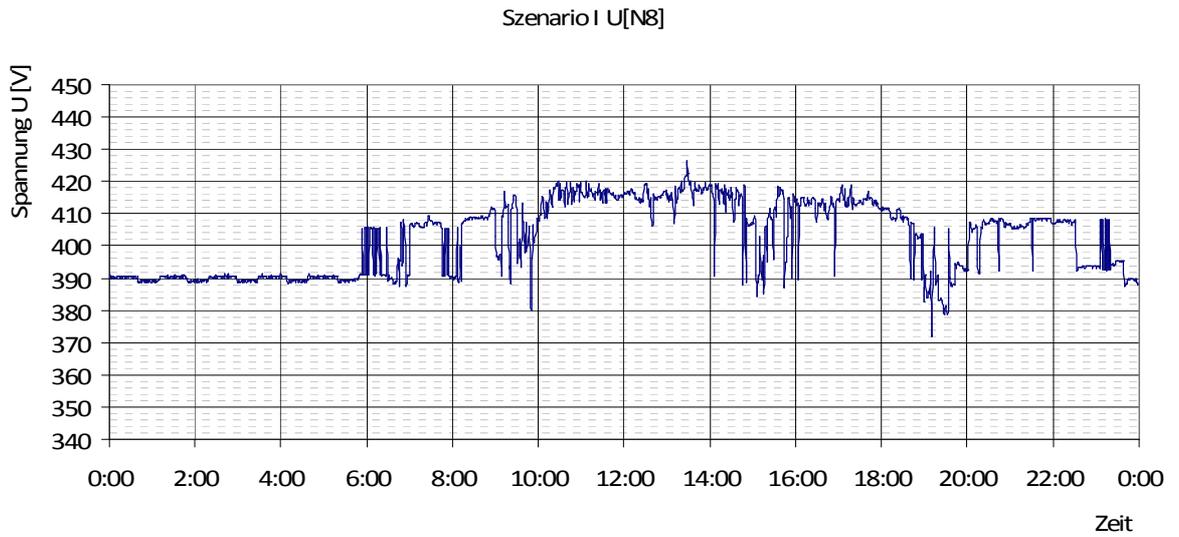


Abb. 3.31 Szenario I zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

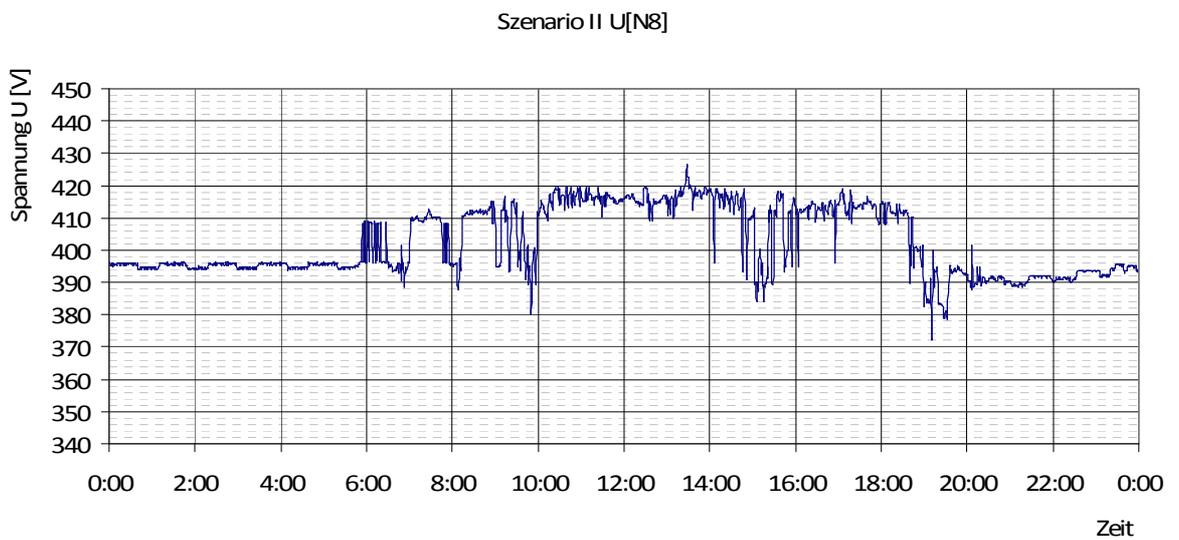


Abb. 3.32 Szenario II zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

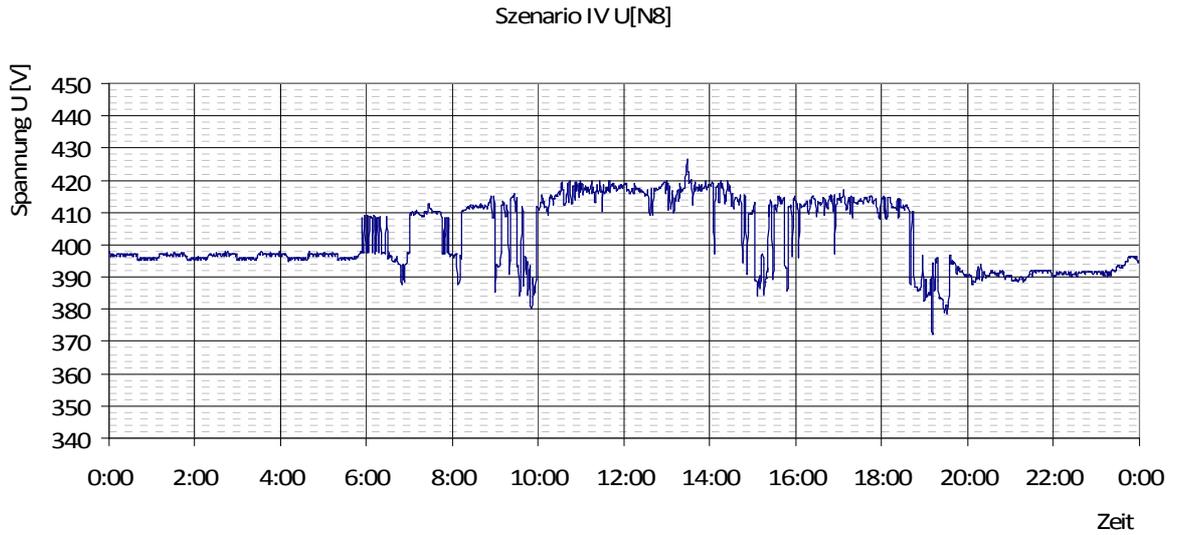


Abb. 3.34 Szenario IV zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

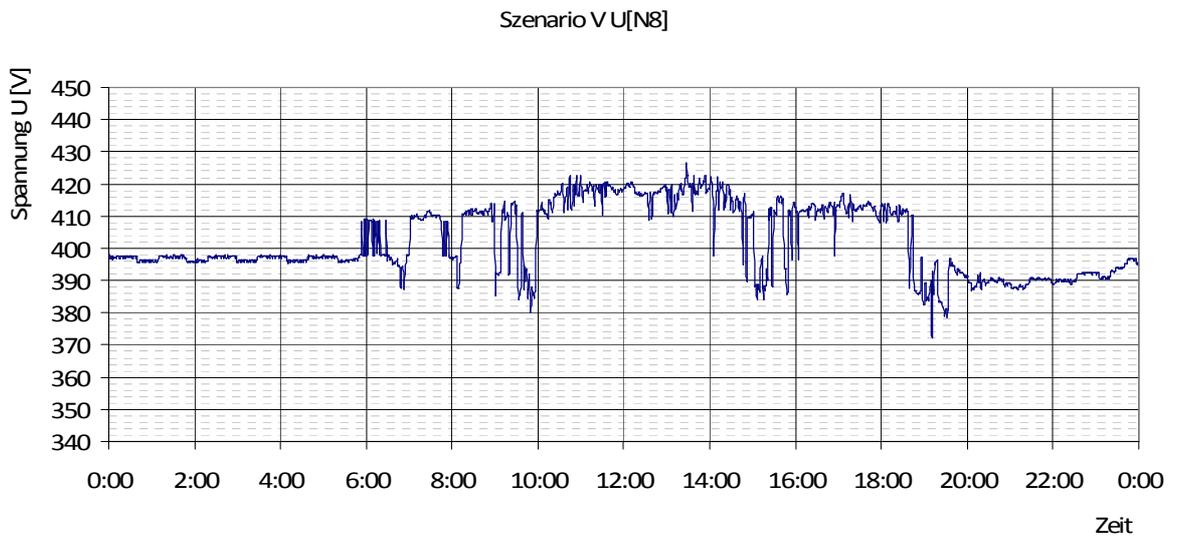


Abb. 3.35 Szenario V zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

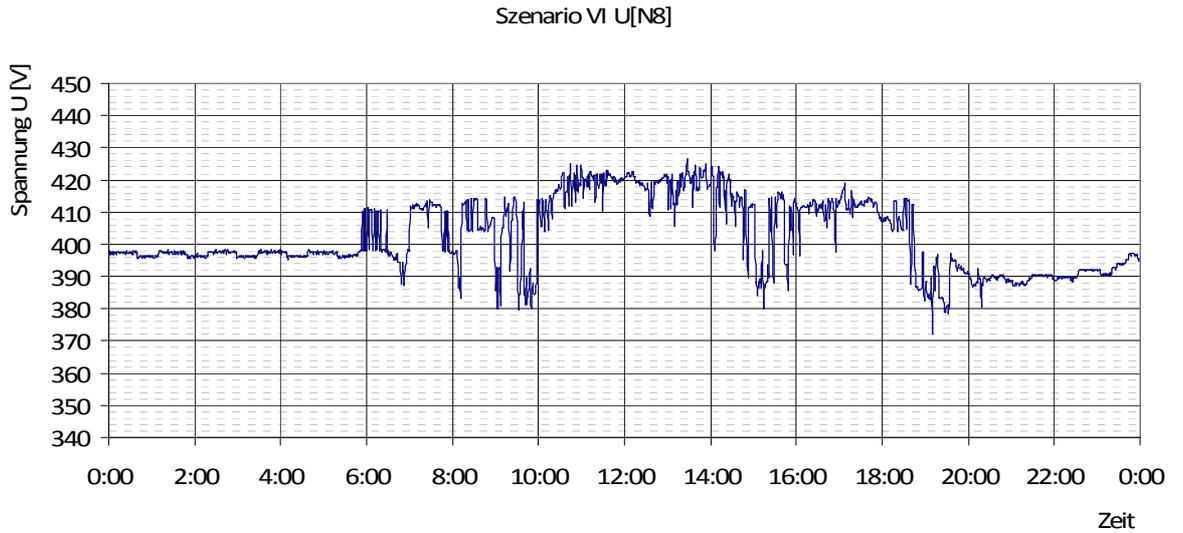


Abb. 3.36 Szenario VI zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Verwendung eines Speichersystems

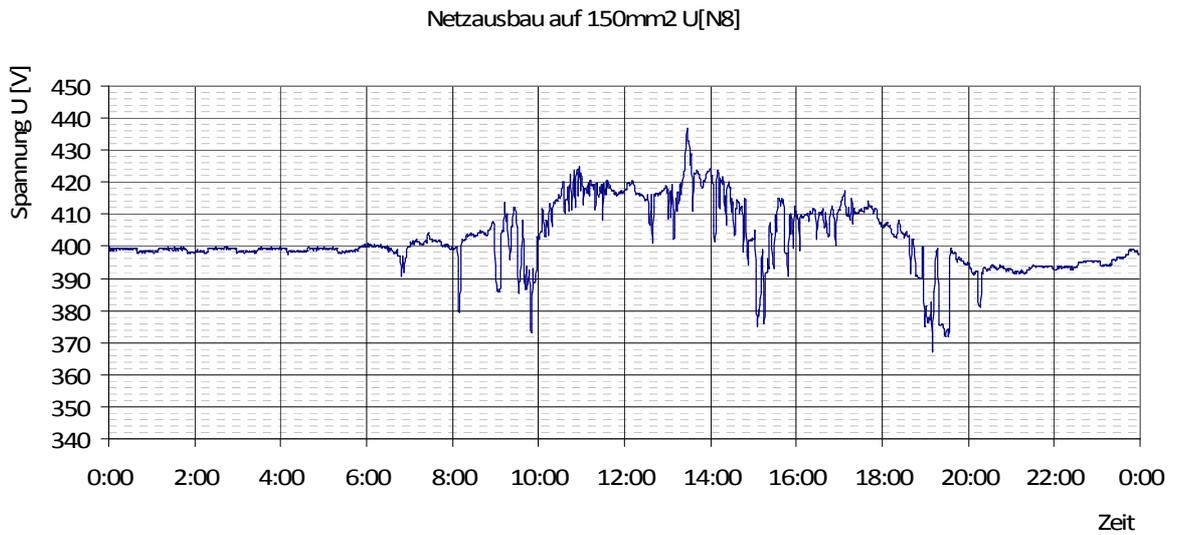


Abb. 3.37 zeitlicher Spannungsverlauf an N8 durch Querschnittserhöhung auf 150mm²

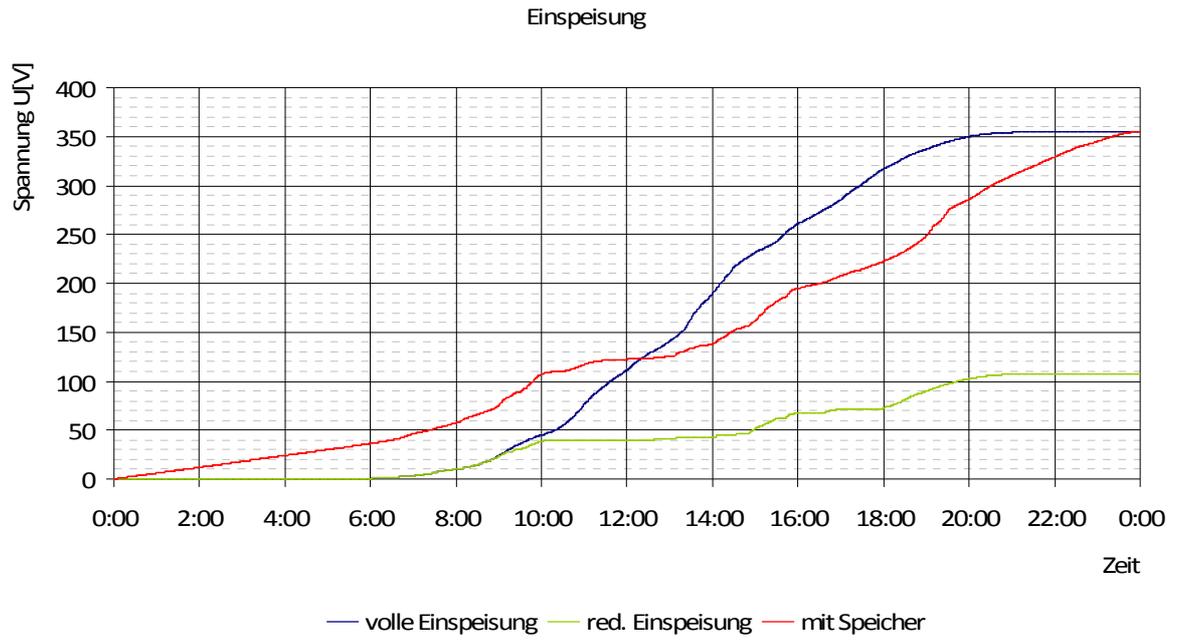


Abb. 3.40 Eingespeiste Energiemenge im Vergleich