7. Internationale
Energiewirtschaftstagung
an der TU Wien

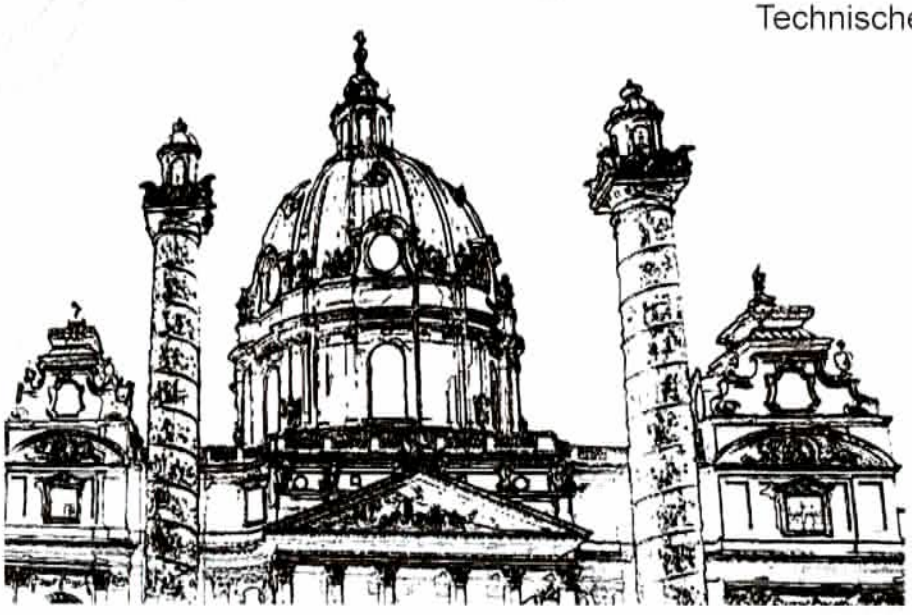
IEWT 2011

Kurzfassungsband

Energieversorgung 2011: Märkte um des Marktes Willen?

16. – 18. Februar 2011
Wien, Österreich

Tagungsort:
Technische Universität Wien
Karlsplatz 13
1040 Wien



Veranstalter:

Institut für Energiesysteme und
Elektrische Antriebe der TU Wien

AAEE (Austrian Association for Energy Economics)

bmvit

Bundesministerium
für Verkehr,
Innovation und Technologie

Energiespeicher zum regionalen Leistungsausgleich in Verteilernetzen – Netzgeführter versus marktgeführter Betrieb

Rusbeh REZANIA[(1)], Daniel BURNIER DE CASTRO [(2)], Andreas ABART[(3)]

(1)Technische Universität Wien/Energy Economics Group, Gusshausstraße 25-29 1040 Wien, Tel.: 0043-1-58801-37375, E-Mail: rezania@eeg.tuwien.ac.at, Web: www.eeg.tuwien.ac.at

(2) AIT Austrian Institute of Technology, Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Ges.mb.H, Giefinggasse 2 1210 Wien, Tel.:0043-0-50550-6558, Email: daniel.burnierdecastro@ait.ac.at, Web: http://www.ait.ac.at

(3) Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Bahnhofstraße 67, 4810 Gmunden Austria, Tel: 0043-59070-2107, Email: andreas.abart@netzgmbh.at Web: www.netzgmbh.at

Kurzfassung:

Der stetige Nachfrageanstieg nach Energiedienstleistungen kann mit erhöhten Investitionen im Bereich der Energieerzeugung einhergehen. Der Ausbau des Energiesystems (neue elektrische Erzeugungsanlagen) könnte sich dabei in Richtung verstärkter Dezentralisierung mit vermehrter Nutzung von regenerativen Energiequellen bewegen. Dies begünstigt verstärkt Fluktuationen im Erzeugungssystem, welche die Verteilernetzbetreiber mit neuen Herausforderungen bezüglich des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch konfrontiert. Dieser Beitrag stellt anhand eines Niederspannungsnetzbeispiels die Möglichkeit der Kompensation der regionalen Dargebotsschwankungen in ausgewählten Netzknoten eines Verteilernetzes unter Anwendung eines Elektrizitätsspeichers dar. In Summe wird dabei ein lokaler Leistungsausgleich angestrebt.

Der Überlegungsansatz für die Integration der Speichertechnologien in einem Niederspannungsnetz liegt in der Beschränkung des Leistungsungleichgewichts an den Netzknoten. Durch den besseren Leistungsausgleich könnten die möglichen Überlastungen der Leitungsabschnitte vermieden werden. Bei der Analyse wurden gemessenen Last- und Erzeugungsprofile (1-Sekunden-RMS) verwendet und verschiedene Szenarien analysiert. Dabei wurden die Anforderungen an die Speichertechnologien für unterschiedliche Leistungsausgleichsniveaus ermittelt. Hierfür wurde ein Speichermodell („Blackbox Ansatz“) und ein dazu passender Speicherauslegungsalgorithmus entwickelt, der ausgehend vom Speicherzustand in der Lage ist, die Speicherleistung (kW) und –kapazität (kWh) pro Jahr zu ermitteln, um diesen Anforderungen zu genügen. Damit wurden die Nettoanforderungen (benötigte Kapazität und Leistung, die Speicher mindestens zur Verfügung stellen sollte) für den einzusetzenden Speicher ermittelt, wodurch sich mit den Eigenschaften der ausgewählten Speichertechnologien eine reale Auslegung ableiten lässt (vgl. [1], [2] und [3]). Basierend darauf wurden der optimale Grad des Leistungsausgleichs an einem Knoten oder Leitungsabschnitt aus wirtschaftlicher Sicht evaluiert und festgelegt.

Die wirtschaftlichen Berechnungen wurden hier für zwei ausgewählte Netzknoten mit der Betrachtung von drei unterschiedlichen chemischen Speichern (Li-Ionen, Vanadium Redox Flow und NaS-Batterien) durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich positive Deckungsbeiträge für die Speichertechnologien nur bei einem Leistungsausgleichsniveau von 70 % ergeben. Der Investitionsentscheidung wird dabei die Barwertmethode (vgl. [4]) zu

Grunde gelegt. Um vergleichend das wirtschaftliche Potential der dimensionierten Speichertechnologien zu erheben, wird primär ein marktgeführter Betrieb betrachtet. Aufgrund der guten Modulierbarkeit der Li-Ionen Batterien im Vergleich zu NaS und VRB-Batterien führen letztere zu geringsten Barwerten. Es ist zu erwähnen, dass die Barwerte hier negative Werte aufweisen. Damit sollte für eine Durchführung der Investition entsprechend der negativen Barwerte (Aufgrund des hohen Investitionsbedarfs und der geringen Einnahmen) Einsparungen in der Netzplanung,- ausbau und betrieb erzielt werden.

Keywords: Energiespeicher, Leistungsausgleich, Marktgeführter Betrieb

1 Einleitung

Das Paper zeigt Ergebnisse aus dem Projekt OREANIS, das vom Klima- und Energiefonds im Rahmen der ersten Ausschreibung der Programmlinie Neue Energien 2020 gefördert wurde.

Das Ziel des Papers liegt in der Bewertung einer neuen Strategie für den Einsatz und die Bewirtschaftung der verschiedenen Speichertechnologien in einem Niederspannungsnetz. Die Speicher werden mit dem Zweck, die Erreichung eines bestimmten Niveaus an Leistungsautarkie an in allen betrachteten Netzknoten, in das Niederspannungsnetz integriert. Um eine bessere wirtschaftliche Vergleichbarkeit darstellten zu können, wurde die erwähnte Strategie einer marktgeführten Speicherbewirtschaftung der Speichertechnologien (Teilnahme am Energiemarkt ohne Betrachtung des Regelenergiemarktes) gegenüber gestellt.

2 Datengrundlage

2.1 Ausgewählter Netzabschnitt

Für die Analyse wurde ein ländliches Niederspannungsnetz ausgewählt. Dieser Netzabschnitt besteht aus 2,89 km Erdkabeln. Das Netz beinhaltet 52 Netzknoten und 48 Lasten, die als Haushaltskunden eingestuft werden können. Die Modellierung der Netzelemente wurde in einem 4-Leiter System mit realen, unsymmetrischen Lasten durchgeführt. Das vorgelagerte Mittelspannungsnetz wird in der Simulation durch eine Synchronmaschine ersetzt.

Die verwendeten Lastprofile sind gemessene Profile (Auflösung 1 Sekunde RMS), die bei detaillierten Verbrauchsmessungen in Haushalten in Oberösterreich erfasst wurden. Die Profile beziehen sich auf rund 10-tägige Verbrauchsmessungen der Haushalte jeweils im Sommer 2009 bzw. Winter 2010. Die gemessenen Lastprofile wurden den Lasten des Netzabschnitts zugeordnet. Die Profile wurden so angepasst, dass sie jeweils mit demselben Wochentag (Montag) beginnen.

Zusätzlich wurden mögliche vorhandene Erzeugungsanlagen, konkret PV-Anlagen berücksichtigt. Die PV-Profile (Auflösung ebenfalls im Sekundenbereich) wurden aus den gemessenen Einstrahlungs- und Temperaturwerten der Stadt Wien (Jahr 2004 und 2005) generiert. Der Netzabschnitt besteht aus zwanzig einphasigen PV-Anlagen je 3 kW_P, die mit zufälligen Phasen- und Knotenverteilung angenommen wurden. Die Speicher wurden an

Knoten platziert (Elf insgesamt), die mit einer Erzeugungsanlage (hier PV-Anlage) und einer Last (hier Haushalt) verbunden sind. Die Speicher wurden an jeweils derselben Phase angeschlossen, wie die jeweils zugehörige PV-Anlage.

Der ausgewählte Netzabschnitt, wiedergegeben in Abbildung 1, stellt die Standorte der PV-Anlagen und Speicher dar. Der technische und wirtschaftliche Einfluss, der sich aus dem Einsatz der Speichertechnologien ergibt, wird mittels Darstellung der Situation an den Knoten 201 und 281 näher beschrieben.

Aus den gemessenen Verbrauchswerten wurden zwei unterschiedliche wöchentliche Verbrauchsprofile für verschiedenen Jahreszeiten (Sommer und Winter) festgelegt und für die Berechnung herangezogen. Zusätzlich wurden drei unterschiedliche Tagesprofile der Sonneneinstrahlung, die die Erzeugung der PV-Anlagen beeinflussen, betrachtet:

- schöner Tag,
- schlechter Tag und
- variabler Tag (ein zufälliger Tag des Jahres).

Die Kombination der Haushaltsverbrauchsprofilen mit den Einstrahlungsvarianten ermöglicht so sechs unterschiedlichen Kombinationen zwischen Erzeugung und Verbrauch (siehe Abbildung 2), die entsprechend analysiert werden.

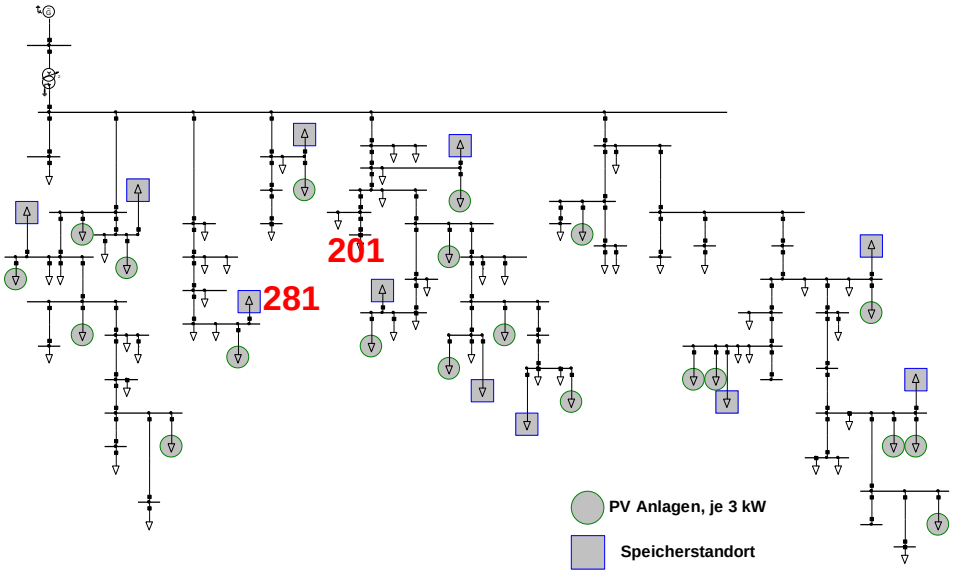


Abbildung 1: Netzabschnitte (NS), PV-Anlagen und Speicher

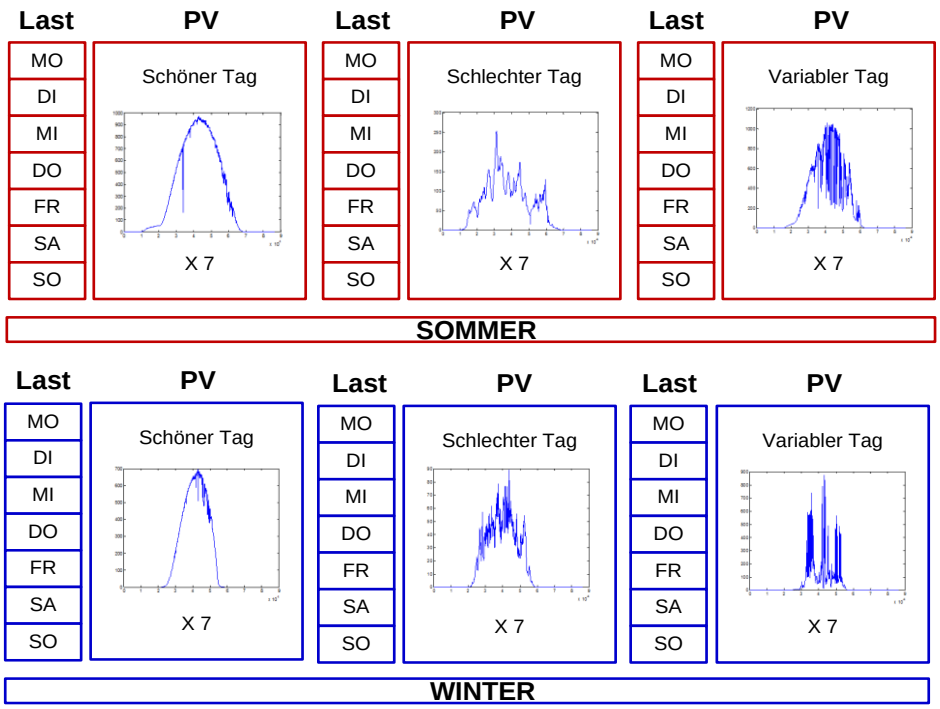


Abbildung 2: Testszenarien

2.2 Akkumulatoren und deren Eigenschaften

Im grundsätzlichen Aufbau bestehen Akkumulatoren aus einer Kombination zweier unterschiedlicher Metalle und einem Elektrolyt. Während des Ladevorgangs wird die elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt, die beim Entladen wiederum als Gleichstrom zur Verfügung gestellt wird. Die verschiedenen Akkumulatoren (wiederaufladbare Batterien) unterscheiden sich vor allem durch folgende Parameter:

- die verbauten Materialien und die Nennspannung,
- die massen- und volumenbezogenen Energiedichte,
- die Zahl der erreichbaren Ladungszyklen und
- die vorliegenden Selbstentladung (vgl. [1]und [7])

Akkumulatoren werden sowohl im mobilen als auch im stationären Bereich eingesetzt, wobei verschiedene Anforderungen z.B. Ausführungsform, Größe, Gewicht oder Reaktionsgeschwindigkeit zu erfüllen sind, Die Lebensdauer hängt sehr stark von den genutzten Ladungszyklen ab, die wiederum mit der Einsatzcharakteristik der Speichertechnologie (tägliche Nutzung oder gelegentlicher Einsatz) verknüpft sind. Im gegenständlichen Paper werden drei verschiedene Speichertechnologien in die analysierten Netzknoten integriert und entsprechend bewertet. Diese sind:

1. Lithium Ionen (Li-Ion) Batterien
2. Vanadium Redox Flow Batterien
3. Natrium Schwefel (NaS) Batterien.

Der gemeinsame Vorteil der erwähnten Technologien liegt im modularen Aufbau, wodurch verschiedene Bandbreiten an Leistung und Kapazität abgedeckt werden können. Es folgt die

Beschreibung der Eigenschaften der Technologien sowie die Charakterisierung der Module und Wirkungsgrade.

2.2.1 Li-Ion Batterien

Als Elektrolyte werden z.B. Porpylen- oder Ethylencarbonat (wasserfreie organische Lösemittel), die ein Lithiumsalz enthalten, verwendet. Dünne mikroporöse Polyolefinfilme kommen dabei als Separatoren zwischen den Elektroden zum Einsatz. Die unterschiedlichen Arten der Li-Batterien unterscheiden sich im Kathodenwerkstoff.

Der modulare Aufbau der Li-Ionen Batterien wird in dieser Arbeit mittels 2 verschiedener Module (vgl. Tabelle 1) konzipiert. Mit dem ersten Modul (48 V – 2,2 kWh) kann eine Speicherleistung von 1,44 kW_{el} erzielt werden. Die serielle Schaltung von 12 Modulen aus der ersten Kategorie führt zum zweiten verwendeten Modul mit einer Gesamtkapazität von 27 kWh (Leistung 1,44 kW_{el}).

Je nach Bedarf an Speicherleistung und –kapazität an den analysierten Netzknoten oder Leitungsabschnitten werden die kaskadierten Module (Parallelschaltung und/oder serielle Schaltung) miteinander kombiniert.

Tabelle 1: Die verwendeten Li-Ion Module (vgl. [8])

	Leistung [kW_{el}]	Kapazität [kWh]
Modul 1	1,44	2,2
Modul 2	1,44	27

2.2.2 Vanadium Redox Flow Batterie

Die Technologie der Vanadium-Redox-Batterien (VRB) ist zur Zeit einer laufenden Weiterentwicklung unterworfen (vgl. [1]). Diese werden vermehrt im stationären Bereich eingesetzt. Der elektrische Wirkungsgrad des Systems liegt im Idealfall bei rund 90 %. Werden jedoch Verluste durch die zusätzlichen Aggregate sowie Wechselrichter berücksichtigt werden Gesamtwerte zwischen 70 % und 80 % erreicht (vgl. [1] und [11]). Die Vanadium-Redox-Flow Batterien werden in Kombination mit Windkraftanlagen für die Speicherung der elektrischen Energien eingesetzt (siehe [1]). Die Firma Cellstrom aus Österreich hat eine Solarstromtankstelle in Kombination mit VRB (Modul CellCube FB 10/100) in Italien realisiert (siehe [9]).

Das eingesetzte Modul FB 10/100 wird mit einer Leistung von 10 kW_{el} und einer Kapazität von 100 kWh beschrieben (siehe Tabelle 2). Ausgehend vom Lade- und Entladeverhalten des Moduls kann die abrufbare Leistung von 10 kW_{el} dann erzielt werden, wenn der Speicher zwischen 30 kWh und 80 kWh betrieben wird(vgl. [10]).

Die Integration der VRB-Technologie und der kaskadierte Aufbau des Speichers wird in dieser Arbeit basierend auf CellCube FB 10/100 erfolgen.

Tabelle 2: VRB Modul der Firma Cellstrom (siehe [10])

	Leistung [kW_{el}]	Kapazität [kWh]
Modul	10	100

2.2.3 NaS-Batterien

Die Natrium-Schwefel-Batterie zählt zu den Hochtemperatur-Zellen mit Arbeitstemperaturen zwischen 300 °C und 350 °C (siehe [7]).

NaS-Batterien werden derzeit nur im stationären Bereich eingesetzt, könnten aber auch im mobilen Bereich eingesetzt werden. Im stationären Bereich eignen sich NaS-Batterien zur

- Kompensation der unregelmäßigen Leistungsabgabe von erneuerbaren Kraftwerken
- Reduktion der elektrischen Spitzenleistung (peak shaving) und
- unterbrechungsfreien Stromversorgung (Backup- System) (vgl. [1], [7] und [12]).

Ein Beispiel für NaS- Anlagen ist die Anlage der Tokyo Electric Power Company (Tsunashima), wo eine NaS-Batterie eine Gesamtleistung von 6 MW (48 MWh) zur Verfügung stellt (vgl. [1]). Die Ladung des Speichers erfolgt hier in den Abendstunden (Zeiten mit geringem Strompreis) und die Entladung zu Spitzenlastzeiten. Die Firma NGK Insulators, Ltd aus Japan ist derzeit der einzige Hersteller von NaS-Systemen (siehe [1]). Die NaS-Batterien sind in der Lage die gespeicherte Energie kurzfristig mit Spitzenleistungen abzugeben, daher können sie auch als Anbieter der Regelenergie fungieren.

Der Wirkungsgrad der NaS-Batterieanlagen liegt in einem Bereich von rund 87 %. Mit der Betrachtung des Gesamtsystems (Wechselrichter und elektrische Heizung) liegt der Wirkungsgrad bei rund 75 %. NaS-Batterien weisen eine geringe Degradation und keinen Memory-Effekt[1] auf. Bei der Entladung wird 80 % der Kapazität genutzt (vgl. [1]).

Tabelle 3 stellt die Leistung und die Kapazität des NaS-Moduls der Firma NGK ISULATORS dar. Die Kaskadierung bzw. der modularer Aufbau bezüglich der Erreichung der Leistung und Kapazitäten der eingesetzten Speicher in den Nieder- und Mittelspannungsnetzknoten bzw. -abschnitten erfolgt basierend auf das NGK-Modul

Tabelle 3: NaS- Modul (vgl. [12])

	Leistung [kW_{el}]	Kapazität [kWh]
Modul	50	300

[1] Verringerung der Akku-Kapazität bei häufiger Teilentladung

3 Methodik

3.1 Netzgeführter Speicherbetrieb

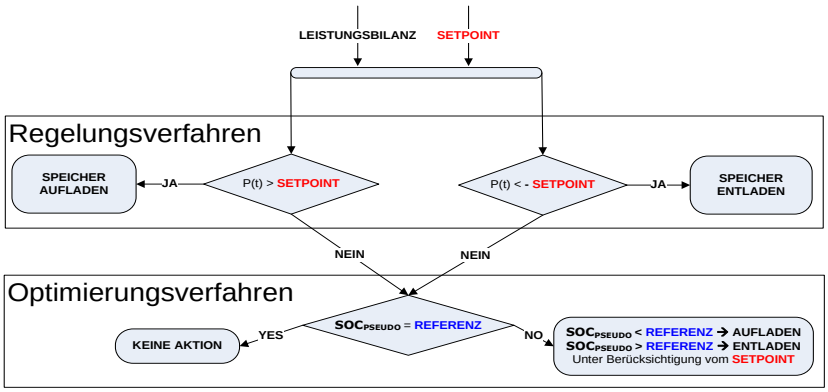
Für die Auslegung der Speicher wurde ein Speichermodell definiert. Dieses Speichermodell reagiert auf die Vorgabe eines bestimmten Leistungsausgleichsniveaus (Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch) an den verschiedenen Netzknoten. Das erwähnte Leistungsausgleichsniveau wurde für Knoten mit einem angeschlossen Speicher vorgegeben (gleiches Niveau für alle betrachteten Knoten). Die Leistungsausgleichsniveaus wurden unterteilt in:

- 100% Autarkie (Leistungsbilanz am Netzknoten = 0)
- 90% Autarkie
- 70% Autarkie
- 50% Autarkie
- 30% Autarkie
- 10% Autarkie

Das Ziel des Speichermodells liegt in der Glättung der Leistungsbilanz an den einzelnen Netzknoten, damit ein vorgegebenes Leistungsausgleichniveau erreicht werden kann.

3.1.1 Speicheralgorithmus

Der Algorithmus des Speichermodells (siehe Abbildung 3) besteht aus zwei definierten Verfahren: das Regelungsverfahren und das Optimierungsverfahren. Beim Regelungsverfahren wird der Speicher aufgeladen bzw. entladen, damit ein bestimmtes Leistungsausgleichniveau erreicht wird. Das Optimierungsverfahren wird durchgeführt, damit die Speicherkapazität so klein wie möglich ausfällt.



LEISTUNGSBILANZ	Leistungsbilanz (1 Woche) am Knoten
SETPOINT	Grenzen zur Leistungsglättung (Leistungsausgleichniveau)
REFERENZ	Sollwert des Optimierungsverfahrens
P(t)	Leistungswert zu einem Zeitpunkt
SOC_{PSEUDO}	relativer „State of Charge“ (kumulierte Energiemenge) des Speichers

Abbildung 3: Speicheralgorithmus

3.2 Marktgeführter Speicherbetrieb

Mit dem Begriff Speicherbewirtschaftung einer Speichertechnologie wird der Umsatz des Speichers (Verkauf der gespeicherten Energie minus Energiekauf) bei unterschiedlichen Betriebsführungen beschrieben. Die Betriebsarten werden unterteilt in die netzgeführte und marktorientierte Speicherbewirtschaftung. Das Black-Box Speichermodell und der passende Speicheralgorithmus, die zur Erreichung des regionalen Leistungsausgleichs im Niederspannungsnetz verwendet werden, liefern die benötigten Speicherleistung, Speicherkapazität und den dazugehörigen Speicherverlauf. Die Bewertung des resultierenden Speicherverlaufs mit den Energiepreisen der EXAA (Energy Exchange Austria, siehe [5]) stellt die Erlössituation des Speichers aus dem netzgeführten Betrieb dar. Ausgehend von den resultierenden Speicherleistungen und –kapazitäten aus den Netzanalysen, wird die marktorientierte Speicherbewirtschaftung festgelegt, um die maximale Erlössituation der Speicher darzustellen. Für die Maximierung des Speichererlöses wird eine Optimierungsrechnung –lineare Optimierung- angewendet (siehe Abbildung 4, vgl. [6]).

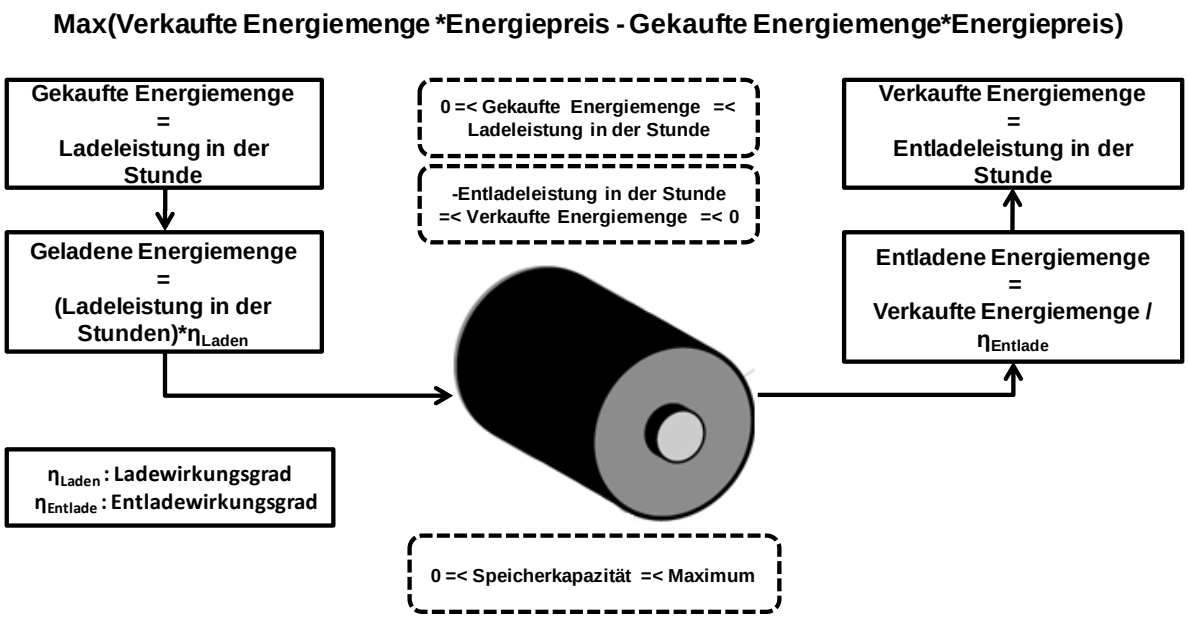


Abbildung 4: Zielfunktion und Nebenbedingungen der linearen Optimierung für marktorientierte Speicherbewirtschaftung

4 Ergebnisse

4.1 Netzanalyse

Tabelle 4 zeigt die Anforderungen an Speicherleistung (P) und Speicherkapazität (K) an den Netzknoten 201 und 281 für die sechs betrachteten Fälle und alle Ausgleichsniveaus.

Tabelle 4: Anforderungen an Speicher

			100%		90%		70%		50%		30%		10%	
			P (kW)	K (kWh)	P (kW)	K (kWh)	P (kW)	K (kWh)	P (kW)	K (kWh)	P (kW)	K (kWh)	P (kW)	K (kWh)
201	Sommer	schön	4,80	70,25	4,32	35,13	3,36	6,04	2,40	1,20	1,44	0,41	0,48	0,12
		schlecht	5,76	194,01	5,18	97,80	4,03	5,15	2,88	0,92	1,73	0,38	0,58	0,11
		variabel	5,10	110,16	4,59	56,32	3,57	5,65	2,55	1,12	1,53	0,40	0,51	0,10
	Winter	schön	5,76	190,47	5,19	106,84	4,03	6,01	2,88	1,79	1,73	0,62	0,58	0,19
		schlecht	6,62	259,42	5,96	148,59	4,64	6,65	3,31	1,51	1,99	0,64	0,66	0,16
		variabel	6,46	242,44	5,81	137,55	4,52	5,65	3,23	1,46	1,94	0,57	0,65	0,13
281	Sommer	schön	3,85	21,27	3,46	15,90	2,69	6,98	1,92	1,82	1,15	0,37	0,38	0,12
		schlecht	4,58	121,97	4,12	45,48	3,21	3,70	2,29	1,55	1,37	0,44	0,46	0,15
		variabel	4,15	43,39	3,74	17,42	2,91	5,77	2,08	1,78	1,25	0,45	0,42	0,13
	Winter	schön	5,22	123,31	4,70	58,73	3,66	3,57	2,61	1,22	1,57	0,45	0,52	0,13
		schlecht	5,56	191,71	5,00	98,39	3,89	6,43	2,78	1,53	1,67	0,40	0,56	0,08
		variabel	5,47	174,72	4,92	86,54	3,83	4,15	2,74	1,05	1,64	0,41	0,55	0,08

Aus der Tabelle 4 ist ersichtlich, dass die Fälle „schöner Tag“ und „schlechter Tag“ die extremsten Anforderungen aufweisen, während die Anforderungen an Speicher für den Fall „variabler Tag“ dazwischen liegen. Die Anforderungen an Speicherkapazität für die Leistungsausgleichniveaus 100% und 90% sind deutlich größer als bei den restlichen Leistungsausgleichniveaus. Abbildung 5 zeigt den SOC_{PSEUDO}-Verlauf (Laufzeit: Eine Woche) des Speichers für den Fall „Winter, Schlechter Tag“ am Knoten 201 für alle Leistungsausgleichniveaus. Der SOC_{PSEUDO} entspricht der kumulierten Energiemenge im Speichern zu jedem Zeitpunkt und wird mit Gl. 1 beschrieben.

$$SOC_{PSEUDO}(t)[kWh] = \frac{\pm \Delta P}{3600}[kWh] + SOC_{PSEUDO}(t-1) \qquad \textbf{Gl. 1}$$

Der Faktor $\frac{\pm \Delta P}{3600}[kWh]$ definiert die Energiemenge, die zu jedem Zeitschritt aufgeladen oder entladen wird. Damit kann das entsprechende Leistungsausgleichniveau erreicht werden. Positive Werte entsprechen der Ladevorgabe (Erzeugungsüberschuss am Netzknoten) und negative Werte entsprechen der Entladevorgabe (Verbrauchüberschuss am Netzknoten). Die Kapazität des Speichers wird dann als die Differenz zwischen dem maximalen und dem minimalen Wert des SOC_{PSEUDO} gerechnet. Die Aufgabe des Optimierungsverfahren des Speicheralgorithmus ist die Minimierung dieser Differenz, indem ein Sollwert (NULL in der Abbildung 5) erreicht wird.

Im betrachtenden Fall („Winter, Schlechter Tag“) ist der Verbrauchüberschuss deutlich höher. Dieser Umstand hat den hohen Bedarf an Entladung des Speichers zur Folge. Bis 50 % Autarkie ist SOC_{PSEUDO} des Speichers durch das Optimierungsverfahren nach einer Woche wieder auf dem Anfangswert. Ab 70 % Autarkie ist dies nach einer Woche nicht mehr möglich. Besonders die Fälle 90 % und 100 % Autarkie weisen extrem hohen Anforderungen an einen etwaigen Speicher auf. In diesen Fällen besteht keine Möglichkeit, die Speicherkapazität durch Optimierungsverfahren zu reduzieren.

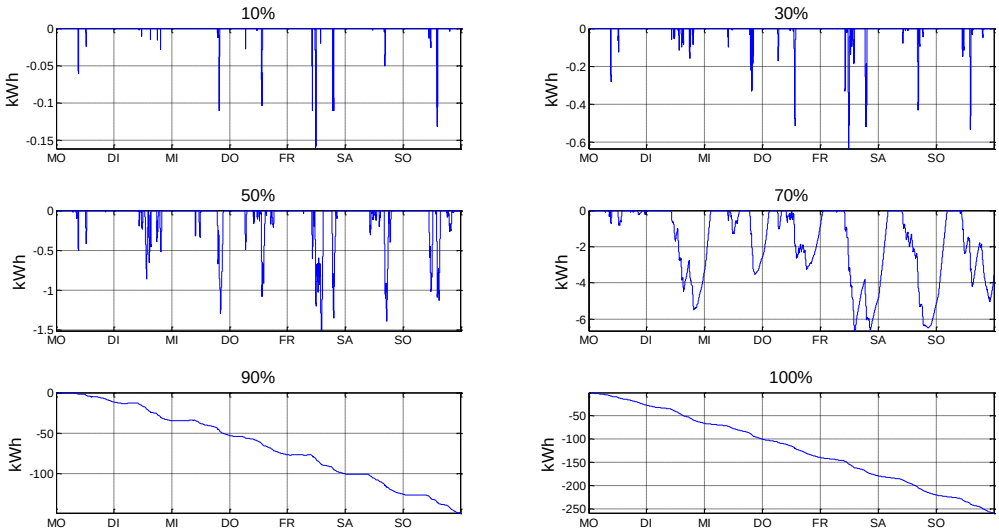


Abbildung 5: SOC_{PSEUDO} am Knoten 201

Um den Einfluss der Speicher auf das Netz zu ermitteln, wurde die Auswirkung von allen Leistungsausgleichniveaus auf die Auslastung der Leitungsabschnitte analysiert. Abbildung 6 zeigt für den Fall „Winter, Schlechter Tag“ die maximale Auslastung an allen mit den elf betrachteten Knoten verbundenen Leitungsabschnitten bei verschiedenen Leistungsausgleichniveaus.

Wie in der Abbildung 6 dargestellt, führt die Erhöhung der Leistungsautarkie, wie sie definiert wurde, nicht zwingend zu einer Netzentlastung. Der Grund dafür, ist, dass die Leistungsbilanz über die Summenleistung für die drei Phasen berechnet wird (in der Praxis im Zähler), während die einzelne Verbraucher, Erzeuger (hier PV) und Speicher auf verschiedenen Phasen angeschlossen sind.

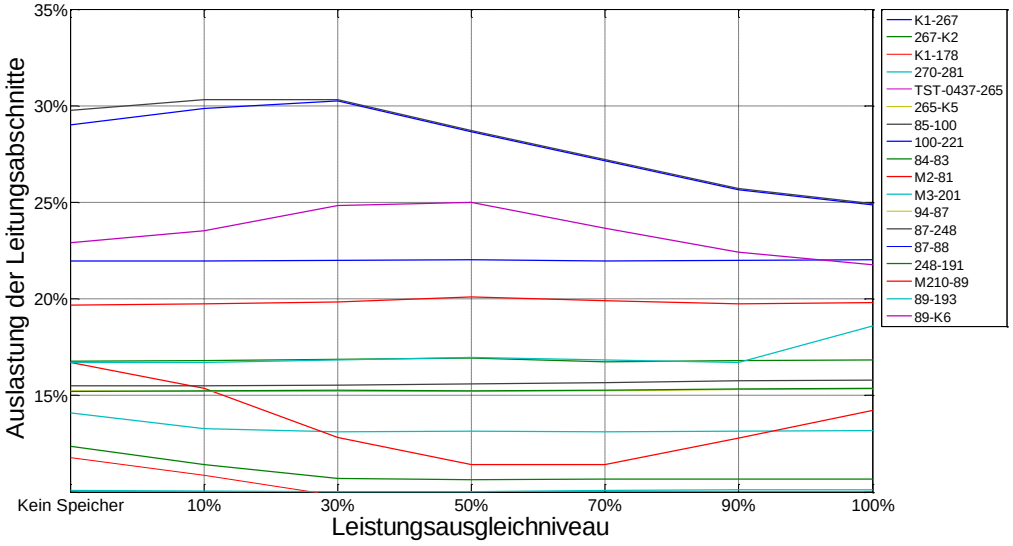


Abbildung 6: Maximale Auslastung der Leitungsabschnitte bei verschiedenen Leistungsausgleichniveaus (Winter, Schlechter Tag)

Tabelle 5 zeigt, zu einem Zeitpunkt in der simulierten Woche, die Leistungen aller Phasen am Knoten 201 und die Auslastung an dem mit diesem Knoten verbundenen Leitungsabschnitt (M3_201) ohne (0% Autarkie) und mit Speicher (100% Autarkie). Die Werte beziehen sich auf einen Zeitpunkt in der Nacht (PV-Leistung = 0).

Tabelle 5: Auslastung der M3_201 (mit und ohne Speicher)

Knoten 201	Last (Phase 1) [kW_{el}]	Last (Phase 2) [kW_{el}]	Last (Phase 3) [kW_{el}]	PV (Phase 2) [kW_{el}]	Speicher (Phase 2) [kW_{el}]	Auslastung [%] (M3_201)
Ohne Speicher	2,5	0,07	2,53	0	**0**	6,55
Mit Speicher	2,5	0,07	2,53	0	**-5,11**	13,57

Die Auslastung eines Leitungsabschnittes im 4-Leitermodell ist als die höchste Stromauslastung aller 3 Phasen definiert. Ohne Speicher beträgt diese maximale Stromauslastung 2,53 kW (Phase 3). Mit dem Speichereinsatz, wird die Summe der Leistungen aller 3 Phasen ausgeglichen. Die neue höchste Stromauslastung wird durch auftretende Leistung in der Phase 2 bestimmt (Phase 2: 5,11 kW – 0,07 kW = 5,03 kW). Diese Situation (100 % Autarkie, wie sie definiert ist) führt zu einer höheren Stromauslastung (13,57 % statt 6,55 %). Der Grund dafür liegt darin, dass der Speicher (an einer Phase angeschlossen) während des Betriebs, den Ausgleich aller drei Phasen (Summe der Phasen) übernimmt. Bemerkenswert ist die in der gegebenen Situation des ländlichen Verteilernetzes resultierende Beanspruchung des Spannungsbandes. Wäre die Leistungsautarkie in jeder Phase 100% so wäre die Leitungsbelastung und auch die Spannungsveränderung „0“. In der ungünstig angenommenen Situation der Einspeisung aus dem Speicher auf L3 zur Versorgung der Lasten auf L1 und L2 ergibt sich der Energiefluss nur über den Weg bis zur Transformatorstation und wieder zurück bei maximaler

Beeinflussung der Spannungshöhe. Die Autarkie ist daher aus Sicht des Netzes nicht gegeben.

4.2 Marktgeführter vs. Netzgeführter Betrieb

Die Speicherbewirtschaftung wurde aufgrund des Ausbaus des Netzes (Installation von PV-Anlagen) mit den prognostizierten Strompreisen für das Jahr 2020 bewertet und analysiert. Die Bewertung des Niederspannungsnetzes bezieht sich auf die Analyse der Speicherbewirtschaftung an den Knoten 201 und 281 im netzgeführten Betrieb. Im ersten Schritt wurde die Erlös-Situation der Speichertechnologien je Knoten für unterschiedliche Leistungsausgleichniveaus basierend auf den resultierenden Speicherverläufen, die sich aus dem Simulationstool ergaben, berechnet. Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen dazu, dass es lediglich beim Leistungsausgleichniveau von 70 % zu positiven Deckungsbeiträge (ohne Betrachtung der Investitions- und Betriebskosten) beim Einsatz der Speichertechnologien kommen kann.

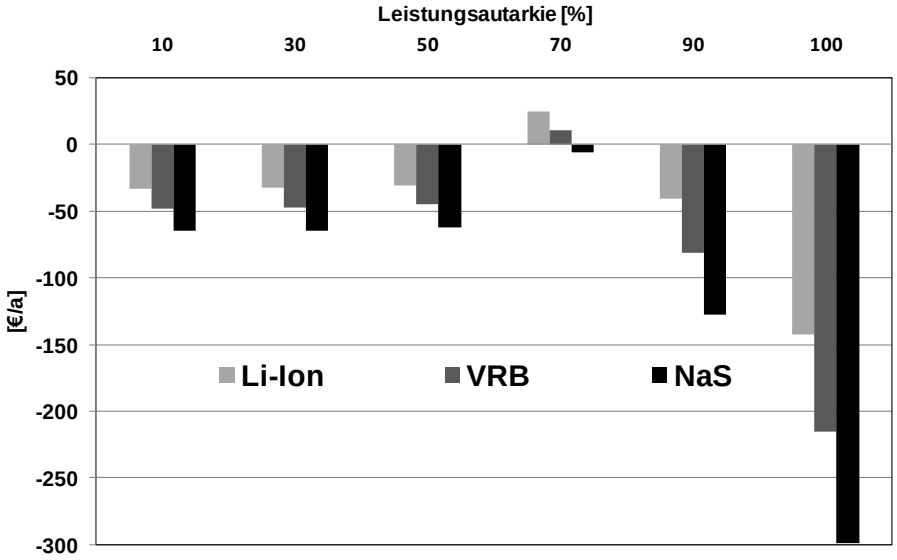


Abbildung 7: Deckungsbeitragssituation am Netzknoten 201 bei verschiedenen Ausgleichsenergieniveaus im netzgeführten Betrieb

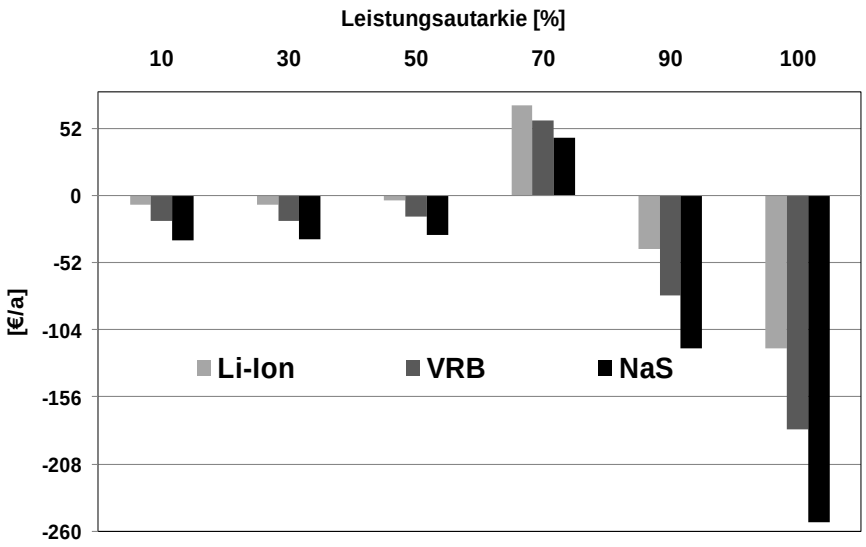


Abbildung 8: Deckungsbeitragssituation am Netzknoten 281 bei verschiedenen Ausgleichsenergieniveaus im netzgeführten Betrieb

Die schlechte Deckungsbeitragssituation bei anderen Leistungsausgleichsniveaus kommt aufgrund der

- geringen entladenen Energie,(es wird vor allem geladen)
- Entladung eines großen Anteils der Energie in den off-peak Zeiten und der Ladung in den peak Zeiten und
- nicht ausreichenden Differenz zwischen Peak- und Offpeak Preisen in den übrigen Zeitpunkten

zustande.

Deshalb wird die Berechnung des Barwerts (Investitionsentscheidung für Speicher-technologien) für den Fall mit dem Leistungsausgleichniveau von 70 % durchgeführt (siehe [4]). Die Tabelle 6 stellt die Nettoanforderung an allen Speichertechnologien für die Netzknoten 201 und 281 dar (maximal benötigte Anforderung für die Speicher über das gesamte Jahr). Ausgehend von den Nettoanforderungen inklusive Betrachtung der technischen Rahmenbedingung der Speichertechnologien und deren Modulgröße (Kapazität [kWh] und Leistung [kW_{el}]) werden die Bruttoanforderungen (Mindestanforderung an Speicher bezüglich Leistung und Kapazität) der betrachteten chemischen Speicher festgelegt (siehe Tabelle 7).

Tabelle 6: Nettoanforderung für alle Speichertechnologie an den ausgewählten Netzknoten

Netto-Anforderung	Batterie	
	Leistung [kW_{el}]	Kapazität [kWh]
281	3,89	6,43
201	4,64	6,65

Tabelle 7: Bruttoauslegung der verschiedenen Speichertechnologien in Abhängigkeit von Modulgröße und technischen Rahmenbedingungen (Ausgleichsenergieniveau 70 %)

Brutto Auslegung	Li-ION		NaS		VRB	
	Leistung [kW_{el}]	Kapazität [kWh]	Leistung [kW_{el}]	Kapazität [kWh]	Leistung [kW_{el}]	Kapazität [kWh]
281	4,32	8,80	50	300	10	100
201	5,76	8,80	50	300	10	100

Ausgehend von diesen Dimensionierungen werden die dazugehörigen Investitionskosten (leistungsspezifische und kapazitätsspezifische Investitionskosten) und Betriebskosten in die Berechnung der entsprechenden Barwerte einbezogen. Die berechneten Barwerte, wiedergeben in Abbildung 9 und Abbildung 10, liegen aufgrund der hohen Investitionskosten und geringen Einnahmen im negativen Bereich wobei die Li-Ionen Batterien aufgrund der besseren Modulierbarkeit eine bessere Wirtschaftlichkeit aufweisen.

Eine Investition im Zusammenhang mit dem Einsatz der Li-Ionen Batterien in den Knoten für die Erreichung der Grenze des Leistungsausgleichs von 70 % muss auch netzseitige Einsparungen in der Höhe der berechneten Barwerte zur Folge haben. Um das maximale wirtschaftliche Potential der Batterien zu erreichen, wird auch die Situation des reinen marktgeführten Betriebs (ohne netzseitige Lade- und Entlade-Begrenzung) dargestellt. Der marktgeführte Betrieb bezieht sich auf die Teilnahme der einzelnen Speicher am Energiemarkt (ohne Betrachtung der Teilnahme am Regelenergiemarkt). Die eingesetzte Li-Ionen Batterie in den Knoten 201 weist beim marktgeführten Betrieb einen Barwert aus, der um 8 % höher liegt als beim netzgeführten Betrieb der Batterie.

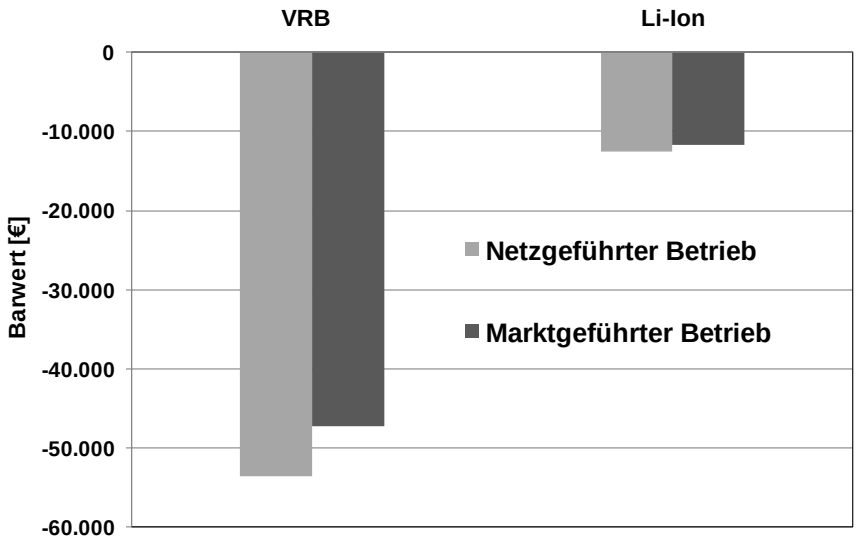


Abbildung 9: Barwert der verschiedenen Speichertechnologien bei dem Ausgleichsenergieniveau von 70 % (Netzknoten 201)

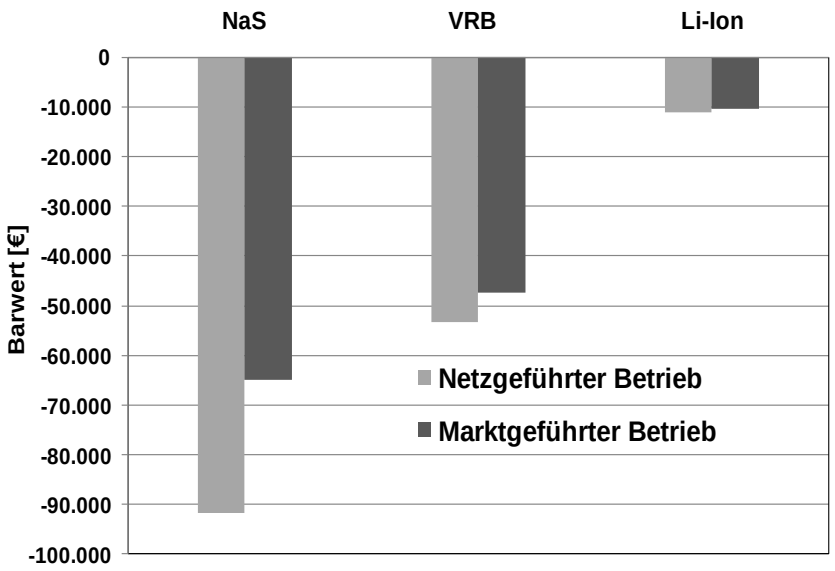


Abbildung 10: Barwert der verschiedenen Speichertechnologien bei dem Ausgleichsenergieniveau von 70 % (Netzknoten 281)

5 Schlussfolgerung

Die Ergebnisse zeigen, dass der Leistungsausgleich durch einen Speicher an einem Netzknoten nur zur Entlastung der mit dem Knoten verbundenen Leitungsabschnitte führt ,wenn die Speicherkapazität jeweils an der Phase des Bedarfs ausreichend verfügbar ist. Die geeignete Anbindung der Speicher an den Netzknoten mit Spannungs- und Überlastungsproblematik wäre eine sinnvolle Möglichkeit für die Integration der Speicher in einem Netzabschnitt. Wobei für einphasige Speicher eine erhöhte Intelligenz die Speicher in der Lage versetzten kann, angepasst an die Netzsituation zwischen den drei Phasen zu wechseln. Dies würde eine ständig positive Auswirkung der Speicher auf das Netz gewährleisten. Die Voraussetzungen für die erhöhte Intelligenz muss mit der entsprechenden Leittechnik geschaffen werden.

Die Kombination zwischen dem netz- und marktgeführten Betrieb kann als ideale technische und wirtschaftliche Integration und Betrieb der Speichertechnologien in einem Netzabschnitt gesehen werden. Wobei für den marktgeführten Betrieb auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt (Primärregelung, Sekundärregelung und eventuell auch Minutenreserve) mit der Bündelung von mehreren Speichern, die von Aggregatoren vertreten werden, in Betracht gezogen werden sollte.

Referenzen

[1] D. Oertel: „Energiespeicher- Stand und Perspektiven“, Sachstandsbericht zum Monitoring Nachhaltige Energieversorgung, Arbeitsbericht Nr.: 123 , Februar 2008

[2] M. Bodach: „Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen“, Dissertation, Chemnitz, Juni 2006

[3] S. Schoenung; W. Hassenzahl: „Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis A Life-Cycle Cost Study“, Sandia Report, August 2003

[4] W. Aussenegg: „Economic Basics: Valuation and Financing of Energy Projects“, Skriptum für das MSc Programm Renewable Energy in Central and Eastern Europe, Technische Universität Wien, Institute of Management Science, Department of Finance and Corporate Control, Sep. 2008

[5] Exaa: Energy Exchange Austria, Strompreise von 2003 bis 2009, Information der Homepage der Plattform URL: www.exaa.at

[6] A. Koop, H. Moock: “Lineare Optimierung, Eine anwendungsorientierte Einführung in Operations Research”, ISBN 978-8274-1897-5, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2008

[7] Erben, Sebastian: „Wirtschaftliche und ökologische Vergleich verschiedener Technologien zur Speicherung von Elektrizität“, Institut für elektrische Anlage und Energiewirtschaft der technischen Universität Wien, Diplomarbeit, pp 38-55, 2006

[8] Saft: Technische Beschreibung Lithium-Ion Module 48 V – 2,2 kWh, Hergestellt von der Firma Saft Industrial Battery Group, URL: www.saftbatteries.com, Datum des technischen Datenblatts April 2010

[9] Cellstrom: „Eröffnung Solartankstelle Monte Vibiano im Jahr 2008“, Information der Homepage der Firma Cellstrom, URL: http://www.cellstrom.at/News.18.0.html, 2010 (Stand:24.11.2010 um 10:00 Uhr)

[10] Cellstrom: Betriebsanleitung “Vanadium Redox Durchfluss Battrie, FB10/100 Typ Merida”, Hersteller Firma Cellstrom, Datum der Beschreibung 2008

[11] Moghaddam Gerami, Razavian S.Ali Reza, Moghaddam M.Parsa: „“Economic analysis of VRB energy storage in a competitive electricity market“, Paper 7th international conference on the European energy market June 23-25 2010,Madrid Spain

[12] Ngk: Firma NGK Insulators, Ltd., Hersteller der NaS-Batterien aus Japan, Information der Homepage der Firma, URL: http://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/principle/index.html (Datum: 22.11.2010, Uhrzeit 11:20)