

Dokumentation: MiSpeL-Untersuchung

ERGEBNISBERICHT

AUTOREN

Joseph Bergner (Autor, Review, Analyse)

Gregor Conzelmann (Simulation)



Forschungsgruppe

SOLARSPEICHERSYSTEME

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Web: solar.htw-berlin.de

VERSION

ARBEITSSTAND: 08.06.2026

1	Einleitung	2
2	Simulationsbeschreibung	2
2.1	Aufbau der Optimierung	2
2.2	Erwartungshypothese.....	4
2.3	Auswertungsgrößen	5
2.4	Kritische Würdigung von V2G	5
3	Simulationsergebnisse	6
3.1	Beispiel Schule 54 MWh/a	6
	Fallunterscheidung nach Wirtschaftlichkeit.....	6
3.2	Beispiel Großhandel 300 MWh/a	8
	Fallunterscheidung nach Wirtschaftlichkeit.....	8
	Fallunterscheidung nach Wirtschaftlichkeit - Zeitverläufe	10
3.3	Beispiel „Logistikhalle“ 4 GWh/a	12
	Theoretische Betrachtung	12
3.4	Beispiel Industriebetrieb 300 GWh/a	12
	Theoretische Betrachtung	12
4	Monatliche Abrechnung - Großmarkt	13
5	Zusammenfassung	16
6	Anhang verwendeter Formelsatz	17

Dank gilt der Research School des FB1 und der Forschungs Nachwuchs Kommission FNK der HTW Berlin für die Finanzierung und der Bundesnetzagentur für die vertrauensvolle Zusammenarbeit.

1 Einleitung

Im Oktober 2025 veröffentlichte die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Konsultationsfassung zum Festlegungsverfahren der MiSpeL. Parallel dazu führte Herr Conzelmann im Rahmen seiner Bachelorarbeit Simulationsuntersuchungen zur Vermarktung von Speichern durch. Er überführte die vorgeschlagenen Formeln in ein lineares Optimierungsmodell und konnte dabei mehrere Schwachstellen identifizieren, die zu Fehlanreizen führen. Die Ergebnisse wurden auf dem PV-Symposium 2026 vorgestellt.

Die Bundesnetzagentur wurde frühzeitig über die identifizierten Punkte informiert und nahm nach Abschluss der Bachelorarbeit den Austausch mit der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme auf. Im März 2026 übermittelte die BNetzA einen angepassten Formelsatz und vereinbarte eine erneute Überprüfung mit der HTW Berlin. Der vorliegende Bericht dokumentiert diesen Überprüfungsprozess.

2 Simulationsbeschreibung

2.1 Aufbau der Optimierung

Im Folgenden wird kurz beschrieben, wie aus dem am 09.03.2026 von der BNetzA übermittelt aktualisierten "MiSpeL-Formelsatz" zur Abgrenzungsoption (vgl. Anhang) ein lineares Optimierungsproblem erstellt wurde. Um die aus Min- und Max-Funktionen bestehende Gleichungen in lineare Formeln zu überführen, wurde die Optimierung in zwei relevante Basisfälle unterschieden, die sich maßgeblich der Berechnung der Umlagesaldierung aus Formel (13) ergeben.

Setzt man die entsprechenden Formeln ein, ergibt sich die saldierungsfähige Energiemenge E''_{B2G} aus der Batterienetzeinspeisung E_{B2G} und wird um die Fahrzeugeinspeisung aus externer Ladung $E_{extEV2G}$ und die Entladung von zwischengespeicherter PV-Energie reduziert $\eta_B \cdot E_{PV2B}$:

$$E''_{B2G} = \max(\max(E_{B2G} - E_{extEV2G}, 0) - \eta_B \cdot E_{PV2B}, 0) \quad (13)^*$$

*Durch Einsetzen der Formeln.

Es fällt auf, dass die PV-Ladung des Speichers die umlagefähige Energie proportional reduziert. Dies entspricht einem gewillkürten Vorrang von PV-Energie bei der Batterienetzeinspeisung. Da die Umlagesaldierung nicht negativ werden kann, wird sie auf Null begrenzt. Diese Unstetigkeit wirkt sich hochgradig nichtlinear auf die Kostenfunktion aus und muss daher für die Abbildung in der Optimierung in zwei Fälle unterschieden werden:

Fall 1 („Netzspeicher“):

Batterieeinspeisung ins Netz ist größer als der zwischengespeicherte PV-Strom:

$$\max(E_{B2G} - E_{extEV2G}, 0) > \eta_B \cdot E_{PV2B}$$

Fall 2 („PV-Speicher“):

Die Batterieeinspeisung ins Netz ist kleiner oder gleich dem zwischengespeichertem PV-Strom:

$$\max(E_{B2G} - E_{extEV2G}, 0) \leq \eta_B \cdot E_{PV2B}$$

Durch die Trennung in diese beiden Fälle können zwei lineare Kostenfunktionen erstellt werden, deren Parameter in Tabelle 1 dargestellt sind und hier erläutert werden:

- Die direkte Netzeinspeisung durch PV (PV→Grid) wird mit Marktprämie (MP) bewertet. Die Einspeisung erfolgt nur bei $AW > 0$.
- Die PV-Ladung der Batterie (PV→Bat) führt auf der einen Seite zur Reduktion der Umlagen- und Netzentgeltsaldierung im Gegenzug wird jedoch MP für den ausgespeicherten PV-Strom gezahlt (Fall1). Um den Anteil der Batterieeinspeisung bei $AW > 0$ (Formel 27)

zu berücksichtigen, wird die Einspeisung (Bat→Grid) in Zeiten mit negativen Börsenstrompreisen in Höhe der MP bestraft. In Fall2 ist Formel (13)=0 und es erfolgt keine Saldierung.

- Die Batterieentladung ins Netz (Bat→Grid) führt zu einer Umlagen- und Netzentgeltsaldierung in Fall1, bzw. zur Zahlung von Marktprämie in Fall 2. Die Einspeisung erfolgt nur bei $AW > 0$.
- Der Netzbezug (Grid→Sys) ist grundsätzlich mit Netzentgelt und Umlagen belastet
- Der Netzbezug (Grid→Sys) und die Einspeisung (Sys→Grid) werden mit dem stündlichen Börsenstrompreis bewertet, jedoch als Kosten (Netzbezug) und Einnahmen (Netzeinspeisung).
- Die anteilige Umlagesaldierung der Batterieverluste wird über die Batterieladung (Batt_Charge) widerspiegelt.

Mit diesen Bedingungen lassen sich die Formeln **(13)** und **(25)** und die auf diesen Formeln basierenden Formeln als vereinfachte lineare Gleichungssysteme ausdrücken.

Tabelle 1 Parametrisierung der Kostenfunktion. Ant: Anteil gemäß Gleichung (15); UML: Wert für die Umlagen (einschließlich der Arbeitsnetzentgelte und der Stromsteuer); UML_Sald: Wert für die Umlagen- und Netzentgeltsaldierung; MP: Marktprämie; $AW > 0$: Netzeinspeisung bei positiven Börsenstrompreis; $AW < 0$: Netzeinspeisung bei negativem Börsenstrompreis; eta_bat: Wirkungsgrad des Speichers; $p_b(t)$: stündlicher Börsenstrompreis

	Umlagen		Marktprämie		Börse
	Fall 1	Fall 2	Fall 1	Fall 2	
PV→Grid			MP ($AW > 0$)	MP ($AW > 0$)	
PV→Bat	-UML*eta_bat		MP*eta_bat		
PV→Load					
Bat→Load					
Grid→Bat					
Bat→Grid	UML_sald		-MP ($AW < 0$)	MP ($AW > 0$)	
Grid→Load					
Grid→Sys	-UML	-UML			$-p_b(t)$
Sys→Grid					$p_b(t)$
Bat_Charge	UML_sald*(1-eta_bat)*Ant				
Bat_Discharge					

Methodisches Vorgehen

Beide Fälle („Netzspeicher“ und „PV-Speicher“) werden als separates Optimierungsproblem berechnet, wobei die jeweilige Bedingung (Fall 1 oder Fall 2) restriktiv erzwungen wird. Die nachfolgende Simulation bildet beides vollständig ab. Die Berechnung erfolgt in stündlicher Auflösung unter der Annahme perfekter Voraussicht. Aufgrund einer unzureichenden Datenlage bleiben Vermarktungsgebühren unberücksichtigt. Für alle betrachteten Speichervarianten ist eine Lade- und Entladerate von 0,5 C definiert. Der Leistungspreis wird in keiner der vorgestellten Untersuchungen berücksichtigt. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich die Leistungsflüsse nur marginal durch die Optimierung des Leistungspreises verändern.

Eine zentrale methodische Herausforderung stellt die Berechnung der saldierten Speicherverluste dar. Um den in Gleichung (15) definierten Anteil der durch Arbitrage bedingten Speicherverluste zu bestimmen, wird ein iteratives, zweistufiges Simulationsverfahren angewandt: Der

im ersten Simulationsdurchlauf ermittelte Anteil wird als Parameter in die Optimierung des zweiten Durchlaufs übergeben. Da die Restriktion aus Gleichung (15) ein nachrangiges Optimierungsziel mit marginaler Rückkopplung darstellt, führt dieses Vorgehen lediglich zu einer vernachlässigbaren methodischen Ungenauigkeit. Die Validierung zeigt, dass die Abweichung zwischen den Ergebnissen der linearen Optimierung und der auf diesen Zeitreihen basierenden ex-post-Berechnung des Jahresgewinns bei unter 1 % liegt. Für die Auswertung wird jeweils die Variante betrachtet, die den höchsten jährlichen Gewinn erzielt.

2.2 Erwartungshypothese

Für die Simulation werden folgende Erwartungshypothesen formuliert:

Bei der Simulation der Formeln in der konsultierten Fassung der MiSpeL-Festlegung trat ein Fehlanreiz zutage: Der Optimierungsalgorithmus hat sich auffallend häufig dafür entschieden, den Speicher mittags bei sehr niedrigen Börsenstrompreisen ins Netz zu entladen, nur um ihn in der Folgestunde wieder mit Strom aus der Photovoltaikanlage zu füllen. Dieses Verhalten trat auch bei gleichbleibenden oder leicht steigenden Börsenstrompreisen auf, obwohl eine direkte Einspeisung ohne verlustbehaftete Zwischenspeicherung aus marktwirtschaftlicher Sicht sinnvoller gewesen wäre. Es wird erwartet, dass dieser Fehlanreiz bei den aktualisierten "MiSpeL-Formelsatz" nicht mehr auftritt.

Fall 1 Arbitragehandel: $(\text{Bat} \rightarrow \text{Grid}) > (\text{PV} \rightarrow \text{Bat}) \cdot \eta_{\text{Bat}}$

- **Saldierung und Arbitrage:** Gemäß Gleichung (13) erfolgt eine vollständige Saldierung aller Netzentgelte und Umlagen für die Arbitrage. Ein Arbitragehandel ist unter diesen Bedingungen uneingeschränkt und wirtschaftlich rentabel möglich.
- **Umlagebelastung des Eigenverbrauchs:** Die Ladung des Speichers durch die Photovoltaikanlage ist umlagebelastet, da sie zu einer Reduktion der Saldierung führt. Dies führt zu einer starken wirtschaftlichen Benachteiligung des Eigenverbrauchs im direkten Vergleich zur Ausschließlichkeits- und Pauschaloption. Die Zwischenspeicherung von PV-Strom wird nur in Ausnahmefällen erfolgen.
- **Charakteristik des Optimierungsziels:** Die Ausrichtung der Optimierung in diesem Szenario weist starke Parallelen zum Betriebsverhalten eines reinen Arbitrage-Börsen-Speichers auf. Der Netzbezug wird zeitlich vom Verbrauch entkoppelt und in günstige Zeitfenster verschoben. Darüber hinaus wird der Speicher für Arbitrage genutzt.

Fall 2 Eigenverbrauchsoptimierung: $(\text{Bat} \rightarrow \text{Grid}) < (\text{PV} \rightarrow \text{Bat}) \cdot \eta_{\text{Bat}}$

- **Fehlende Saldierung und Arbitrage-Ausschluss:** Es findet keine Saldierung der Umlagen statt, sodass jeglicher Netzbezug umlagebelastet bleibt. Ein Arbitragehandel ist somit unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nur in Ausnahmefällen möglich.
- **Umlagebefreiung des Eigenverbrauchs:** Der Eigenverbrauch von PV-Strom unterliegt keiner Umlagebelastung, PV-Strom wird vorrangig direktgenutzt und zwischengespeichert.
- **Charakteristik des Optimierungsziels:** Unter ökonomischen Prämissen entspricht das Optimierungsziel dieses Falles weitestgehend der Ausschließlichkeitsoption. Das primäre Optimierungsziel ist es, den zwischengespeicherten Strom aus der Photovoltaikanlage als Eigenverbrauch zu verwenden. Das sekundäre Optimierungsziel ist es, Strom aus der Photovoltaikanlage zwischenzuspeichern, um ihn bei höherem Börsenstrompreis zu verbrauchen oder einzuspeisen. Ferner, und das ist neu, kann in der Abgrenzungsoption günstiger Netzstrom zum Letztverbrauch zwischengespeichert werden.

2.3 Auswertungsgrößen

In dieser Ausarbeitung werden verschiedene Größen ausgewertet, die in Bild 1 zusammengefasst werden. Hierbei ist **a_Grid_charge** der Netzstromanteil der Batterieladung, während die Netzeinspeisung aus der Batterie mit **a_Grid_discharge** berechnet wird.

Zur Bewertung der Zuordnung der PV-Energie werden die anteilige Netzeinspeisung der PV-Energie **a_PV_feed-in** und in Anlehnung an den Autarkiegrad das Verhältnis lokal genutzt und gespeicherter PV-Energie zur Last **v_PV2Load**.

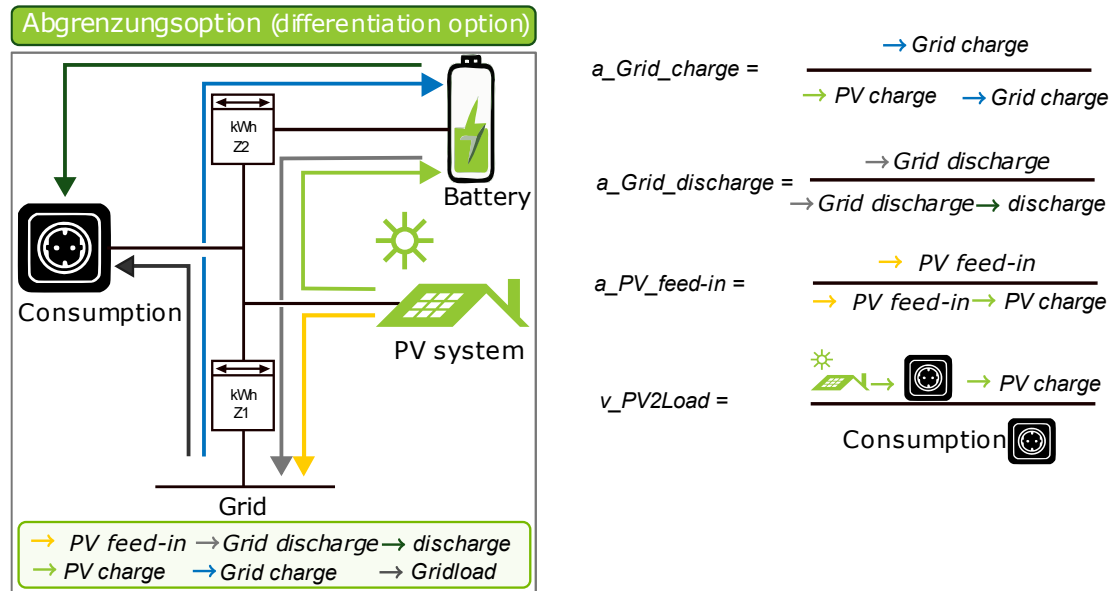


Bild 1 Erläuterung der Vergleichsgrößen in dieser Ausarbeitung.

2.4 Kritische Würdigung von V2G

Vehicle to Grid (V2G) soll mit dem Entwurf für die Festlegung ebenfalls ermöglicht werden. V2G wird in dieser Untersuchung allerdings nicht behandelt jedoch mit folgenden Gedanken gewürdigt: Für Fall 1 kann V2G vermutlich funktionieren, da der Speicher und das Fahrzeug nahezu identisch agieren. Einen entscheidenden Unterschied könnte die Behandlung der Speicher-Verluste im Fahrzeug darstellen. Dies benötigt jedoch vertiefende Analysen, die nicht Bestandteil dieser Untersuchung sind. Im Fall 2 entfällt die Umlagebegünstigung für die Zwischenspeicherung von Netzstrom, da vorrangig PV-Strom geladen wird. Dies macht V2G unattraktiv. In diesem Fall würde die Anwendung in V2H ein adäquates Pendant zum stationären Speicher bilden. Die Festlegung bietet durchaus handfeste ökonomische Anreize für die Kombination der beiden Fälle in getrennten Anlagen. Daher sei an dieser Stelle auf einen Fehlanreiz hingewiesen, der durch die Fremdbeladung möglich wird.¹:

¹ Zu einem Fehlanreiz kommt es, wenn extern Strom in die Fahrzeugbatterie geladen wurde, für den keine Umlagen gezahlt wurden (z.B. in einem anderen Prosumerhaushalt). Dieser Strom wird als „Fremdtankstrom“ quasi „mitgebracht“ und kann über den bidirektionalen Ladepunkt Umlagen mindernd ins Netz eingespeist werden. Damit werden Umlagen saldiert, die zuvor nicht gezahlt wurden. Es kommt zu einer „Graufärbung“ von „Grünstrom“.

3 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse einer Simulation für unterschiedliche Lastprofile in Kombination mit unterschiedlicher PV-Leistung und Speicherkapazität dargestellt.

3.1 Beispiel Schule 54 MWh/a

Das Lastprofil der beispielhaften Schule wird aus dem SCiBER-Datensatz² entnommen. Der Jahresstromverbrauch der Schule entspricht 53.391 kWh. Das Lastprofil zeigt Verbrauchsspitzen an den meisten Werktagen außerhalb der Ferien. Es werden die Netzentgelte nach dem Preisblatt von StromnetzBerlin und die für 2026 geltenden Umlagen etc. veranschlagt.

Fallunterscheidung nach Wirtschaftlichkeit

Die Ergebnisse zeigen, dass der Optimierungsalgorithmus für das gesamte Jahr stets eine weitestgehend eindeutige Strategie wählt – eine zeitliche Vermischung der Ansätze findet kaum statt. Dies ist plausibel bei ganzjähriger Abrechnung, führt jedoch dazu, dass der Speicher hinter seinen Möglichkeiten zurückbleibt.

In Bild 2 ist der Batterie-Netzanteil für Bezug (Ladung, links) und Einspeisung (Entladung, rechts) in der wirtschaftlichsten Betriebsweise für verschiedene Kombinationen aus PV-Leistung und Speicherkapazität dargestellt. Zu erkennen ist, dass grundsätzlich Fall 2 („PV-Speicher“) wirtschaftlicher ist, zu erkennen an der geringen Netzeinspeisung aus dem Speicher. Etwa 25-40 % der Energie im Speicher wird aus dem Netz geladen, was auf eine Optimierung des Bezugs hindeutet. Größere Speicher nutzen zusätzlich zur Bezugsoptimierung auch eine PV-Einspeiseroptimierung.

Für kleinere PV-Anlagen mit relativ großen Speichern ist Fall 1 („Netz-Speicher“) wirtschaftlicher. Der Speicher hat dann einen hohen Ladeanteil aus dem Netz. Entgegen der Erwartungshypothese wird z.T. auch PV-Strom geladen, da dies häufiger wirtschaftlicher ist als erwartet (Erklärung siehe auch Großmarkt).

Die binäre Darstellung nach der wirtschaftlichsten Variante unterschlägt, dass die Unterschiede mitunter nur gering sind (vgl. Extrapolation im Grenzbereich Bild 4, rechts).

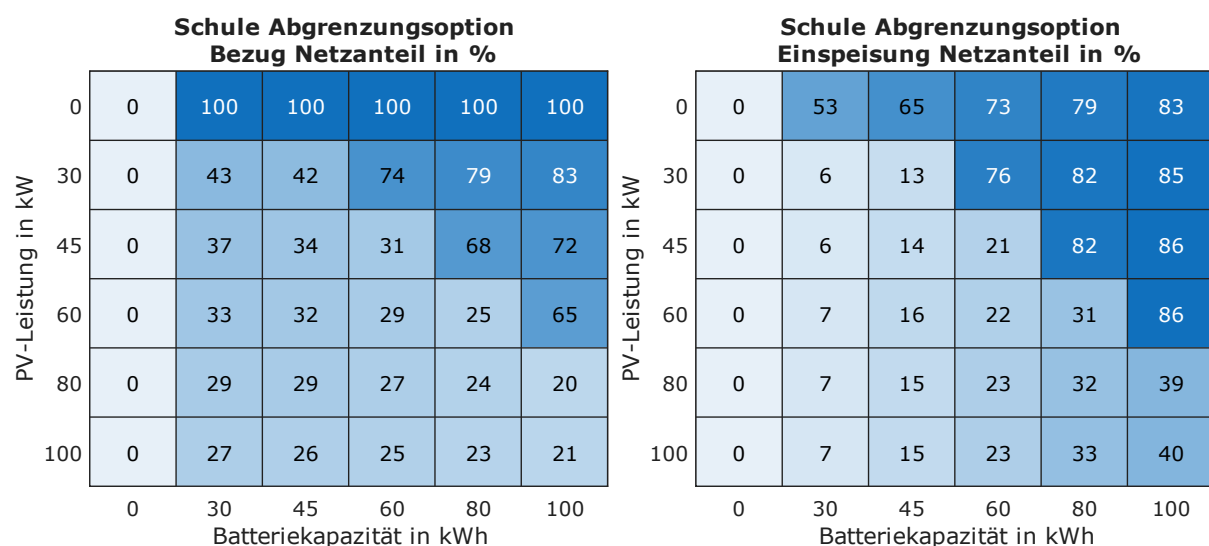


Bild 2 Netzanteile für Batterieladung (links) und Batterieeinspeisung (rechts) der jeweils wirtschaftlichsten Variante für die Schule.

² doi: 10.1145/3208903.3210281, Schule 5

Neben dem Netzbezug und der Netzeinspeisung der Batterie hat die Systemgröße und die Wahl der Optimierungsstrategie auch einen Einfluss auf die Nutzung der PV-Energie. Diese ist in Bild 3 (links) für den Anteil der PV-Energie dargestellt, der ins Netz eingespeist wird. Zu erkennen ist, dass der Anteil der PV-Energie, die ins Netz eingespeist wird, mit der Anlagenleistung ansteigt, da mehr PV-Energie zur Verfügung steht. Auf der anderen Seite sinkt sie mit zusätzlicher Speicherkapazität, da mehr Energie gespeichert und später vor Ort verbraucht werden kann. Bei einer typischen Auslegung (1kWp/MWh und 1 kWh/MWh) werden, den Erwartungen entsprechend, etwa 2/3 der Energie lokal genutzt und 1/3 eingespeist. In Bild 3 (links) sind keine großen Sprünge in den Werten zu erkennen, quasi kontinuierlicher Gradient, was den Schluss nahelegt, dass die Optimierungsstrategie („PV“- oder „Netz“-Speicher) in diesem Fall nur einen geringen Einfluss auf die Verteilung der PV-Energie hat.

Bild 3 (rechts) setzt die lokal genutzte PV-Energie, also jene, die direkt genutzt und in der Batterie eingespeichert wird, ins Verhältnis zur Last. In der ersten Spalte kann man sehen, welcher Anteil direkt, also zeitgleich, verbraucht wird. Die Differenz zur ersten Spalte ist ein Indikator dafür, wieviel PV-Strom eingespeichert wird.

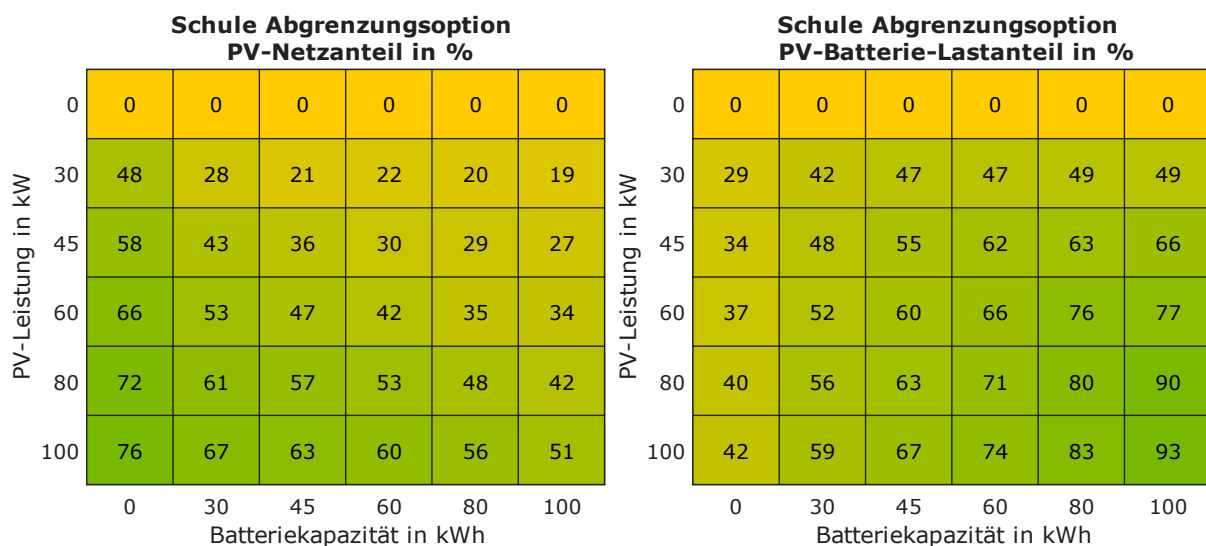


Bild 3 Anteil der Netzeinspeisung an der PV-Erzeugung (links) und PV-Batterie-Anteil an der Last (rechts) der jeweils wirtschaftlichsten Variante für die Schule.

Auffällig ist hier der Bereich mit großen Batteriekapazitäten. Während die lokal genutzte Solar-energie im Verhältnis zur Last im Betriebsmodus Netzbatterie stagniert, steigt er bei der „PV-Batterie“ mit steigender Speicherkapazität. In beiden Fällen wird PV-Strom auch verzögert in ökonomisch sinnvollerer Zeiten eingespeist.

Diese Erkenntnis steht im Gegensatz zur Arbeitshypothese, bei der davon ausgegangen wurde, dass der „Netzspeicher“ keinen PV-Strom zwischenspeichern würde. Vielmehr wird PV-Strom gespeichert, aber nicht jeglicher PV-Strom, sondern nur marktwirtschaftlich wertloser Strom, was der Zielsetzung entspricht.

Exkurs: Vergleich Ausschlusslichkeitsoption

Der absolute finanzielle Unterschied zur Ausschlusslichkeitsoption ist in den meisten Fällen vorhanden aber überschaubar, siehe Bild 4. Hierfür wurde das System zweimal simuliert und jeweils die wirtschaftlichere Variante dargestellt; 1. mit gesperrter Einspeisung aus dem Speicher ins Netz und 2. mit Sperrung gegen die Ladung des Speichers aus dem Netz. Die Optimierung der Ladung aus dem Netz ist in der Regel der wirtschaftlichere der beiden Varianten. Im Beispiel Schule beträgt die Differenz meist weniger als 4 € pro kWh Speicherkapazität jährlich. Geringe spezifische Unterschiede können sich bei entsprechender Speichergröße dennoch zu veritablen absoluten Unterschieden aufsummieren. Die Unterschiede lassen sich zumeist auf die wenigen Situationen im Jahr zurückführen, extremer hohe Preisdifferenzen zurückführen, in denen eine Einspeisung aus dem Speicher auch ohne Umlageprivilegierung wirtschaftlich ist. Darüber hinaus zeigt sich, dass der Ertrag der Batterie in der Ausschlusslichkeitsoption stärker an die PV-Anlagenleistung gekoppelt ist. Durch den Arbitragehandel kann der Speicher unabhängig von der Systemkonfiguration stets einen Mindestertrag „garantieren“. Bei kreditfinanzierten Speichern kann dies durchaus vorteilhaft sein, da die Möglichkeiten zur Refinanzierung besser abgesichert sind.

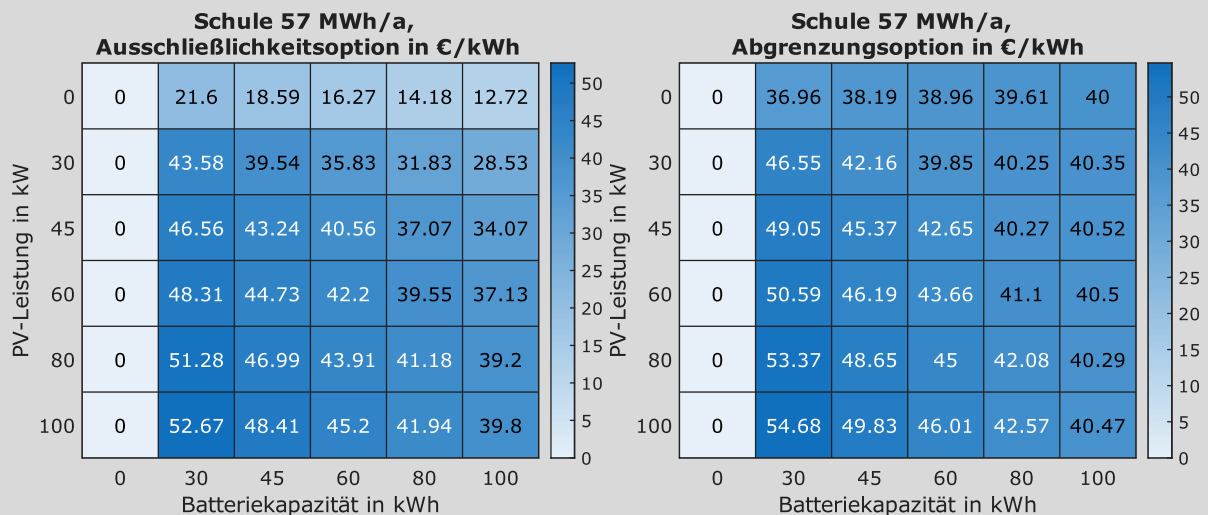


Bild 4 Vergleich des spezifischen Speichernutzens für die Ausschlusslichkeitsoption und die Abgrenzungsoption.

3.2 Beispiel Großhandel 300 MWh/a

Der beispielhafte Großhandel wird durch das Lastprofil P4 der Niederspannungsmessung der von der Bundesnetzagentur bereitgestellten Profile abgebildet. Das Lastprofil wurde mit dem Faktor 300/250 skaliert um den Vorgaben der Bundesnetzagentur an die Parameter zu entsprechen und weist einen sechstägigen Rhythmus mit Verbrauchsspitzen zwischen 8 und 21 Uhr auf. Die Grundlast beträgt 15 kW, die Spitzenlast liegt knapp unter 70 kW. Da nicht bekannt ist, welches konkrete Profil zugrunde liegt, handelt es sich bei der Bezeichnung als „Großhandel“ um eine Annahme. Wie die Schule zahlt auch der Großhandel Netzentgelte und Umlagen der Niederspannung, jedoch mit einem wesentlich geringeren Arbeitspreis, da mehr als 2 500 Volllaststunden Energie bezogen werden. Bei den Preisannahmen wurde auch hier das Preisblatt von Stromnetz Berlin (2026) herangezogen.

Fallunterscheidung nach Wirtschaftlichkeit

Bild 5 zeigt für den Großhandel, dass bei einer vergleichsweise kleinen PV-Anlage mit großem Speicher die Optimierung auf Netzarbitrage attraktiver ist (Fall#1). Mehr als 80 % der geladenen Energie kommt aus dem Netz. Durch den hohen Verbrauch wird PV-Strom zumeist lokal

verbraucht und es gibt wenig Überschüsse (siehe auch Bild 6 links). Darüber hinaus kann das geringere Netzentgelt auf den Arbeitspreis förderlich sein, den Betriebsmodus „Netzspeicher“ gegenüber dem „PV-Speicher“ zu bevorzugen. Anders als bei der Schule wird die aus dem Netz geladene Energie vorrangig für die lokale Optimierung genutzt. Dies liegt an dem deutlich höheren Verbrauch. Dennoch ist bei sehr großen Speichern etwa die Hälfte der ins Netz eingespeisten Energie Arbitrage. Durch die geringeren Netzentgelte wirken sich PV-Zwischenladungen geringer aus als bei der Schule, sodass der Mischbetrieb deutlich häufiger ökonomisch sinnvoll ist.

Bei großen PV-Anlagen wird der Speicher hingegen optimal im PV-Modus (Fall#2) betrieben. Der Bezug zu günstigen Strompreisen und die lokale Optimierung bleiben vollumfänglich erhalten. Dies ist jedoch auch bei der Ausschließlichkeitsoption bereits möglich. Wie auch bei der Schule ist beim Großhandel z.T. auch ein Mischbetrieb des Speichers wirtschaftlich, was einen Mehrwert gegenüber der Ausschließlichkeitsoption darstellt. Anders als bei der Schule wird der Speicher zu einem nennenswerten Anteil mit Netzstrom geladen aber nicht ins Netz entladen. Auch hier müssen die geringen Überschüsse für die Erklärung ins Feld geführt werden, sodass der Speicher mit Netzstrom zu günstigen PV-Zeiten vollständig geladen wird. Der Anteil der PV-Erzeugung, die ins Netz eingespeist wird, sinkt mit steigender Batteriekapazität (siehe Bild 6 links). Die fehlende Umlagensaldierung führt jedoch dazu, dass die Einspeisung aus dem Speicher ins Stromnetz deutlich unattraktiver und nennenswert reduziert ist, wenn Fall#2 aktiv ist.

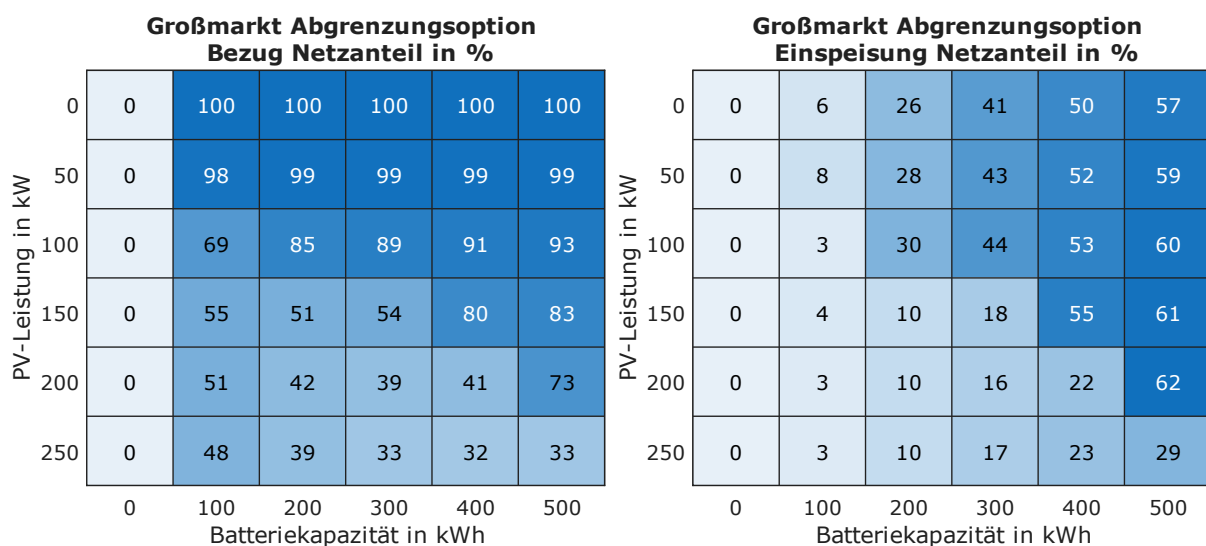


Bild 5 Netzanteile für Batterieladung (links) und Batterieeinspeisung (rechts) der jeweils wirtschaftlichsten Variante für den Großmarkt.

Wie auch bei der Schule wird hier in Bild 6 ebenfalls die Änderung der Nutzung der PV-Energie dargestellt. Bild 6 (links) zeigt den PV-Netzeinspeiseanteil in Abhängigkeit der Systemkonfiguration. Auffällig ist der absolut deutlich geringere Anteil an PV-Einspeisung, was auf eine hohe lokale Nutzung hindeutet. Bild 6 (rechts) verdeutlicht dies noch einmal, da trotz hoher geringer Einspeisung nur ein relativ geringer Anteil an der Last gedeckt werden kann. Interessant ist, dass der Speicher im „Netzbetrieb“ einen scheinbar „nicht vermeidbaren Solaranteil“ hat. Dieser steigt nicht mit der Kapazität an, sinkt aber auch nicht.

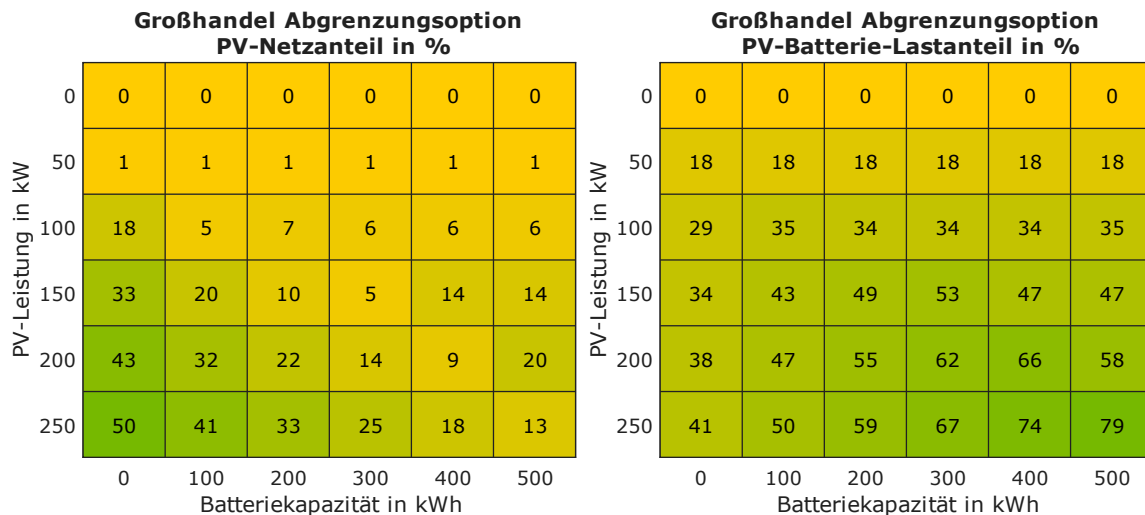


Bild 6 Anteil der PV-Netzeinspeisung an Solarstromerzeugung (links) und Anteil der PV-Batterie an der Lastdeckung (rechts) der jeweils wirtschaftlichsten Variante für den Großmarkt.

Fallunterscheidung nach Wirtschaftlichkeit - Zeitverläufe

Um beide Betriebsweisen zu veranschaulichen, sei auf die Zeitverläufe in Bild 7 (PV 100 kW und Bat 100 kWh) und Bild 8 (PV 100 kW und Bat 200 kWh) verwiesen.

Der Speicher mit geringerer Kapazität wird dabei im Betriebsmodus als „PV-Speicher“ betrieben (Bild 7). Wobei die Bezeichnung als PV-Speicher in diesem Fall irreführend ist und nur den Betriebsmodus meint, in dem keine Arbitrage genutzt wird. Immerhin 68% der Ladungen des Jahres werden aus dem Netz bezogen. Der Speicher lädt, wenn verfügbar, lokalen PV-Strom. Zusätzlich kann der Speicher zur Absicherung gegen hohe Preisspitzen durch Ladung von Netzstrom genutzt werden, wenn der Strompreis niedrig genug ist. Er wird entsprechend in den Hochpreiszeitfenstern in die Last entladen.

Bei einer Netzeinspeisung aus dem „PV-Speicher“ werden Umlagen grundsätzlich nicht saldiert, jedoch mit der Marktprämie vergütet. Daher erfolgt die Entladung des Speichers vorrangig zur Deckung der Last und nur in Ausnahmefällen ins Netz.

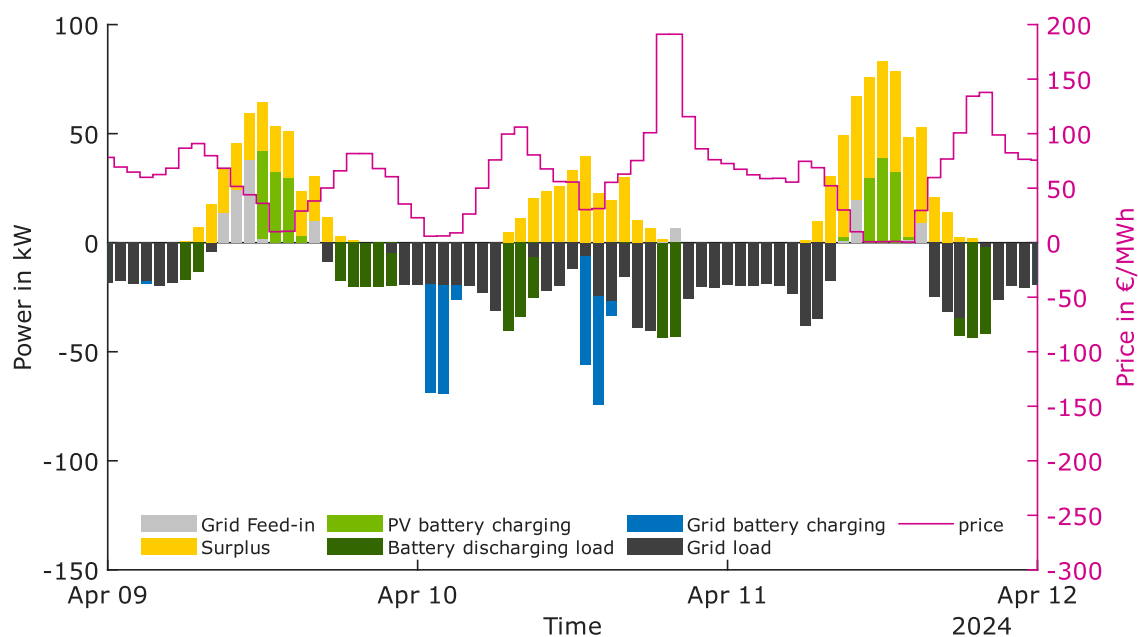


Bild 7 Zeitverlauf der Abgrenzungsoption mit „PV-Speicher“ (Variante 2, PV=100 kW, Speicher 100 kWh)

Für den Arbitragehandel müssten im Betriebsmodus „PV-Speicher“ die Umlagen auf den kompletten Bezug inkl. Verluste durch die Preisspreizung kompensiert werden, da gemäß Formel (13) in diesem Fall keine Mengen der Saldierung zugerechnet werden. Wird der Speicher, wie in Bild 7 mittags, aus dem Netz geladen muss die Preisspreizung im Beispiel 103 €/MWh übersteigen. Die ist nur zu ausgewählten Stunden möglich, zum Beispiel Bild 7 am 10 April abends und in dieser Systemkonfiguration nicht der Regelfall, siehe Bild 5 rechts nur für 3 % der aus gespeicherten Energie.

Der gleiche Zeitraum ist für einen 200 kWh-„Netzspeicher“ in Bild 8 dargestellt. Zwei Unterschiede fallen ins Auge: 1. Der Speicher lädt häufiger aus dem Netz (blau) und 2. entlädt er sich sehr regelmäßig ins Netz (graue Spitzen bei hohen Preisen). 85% der Speicherladung stammen aus dem Netz. Dass der Speicher trotz entgegen stehendem Anreiz von Formel (13) Solarstrom lädt, liegt daran, dass der Börsenstrom so günstig ist, dass es sich trotzdem lohnt, Solarstrom zu laden – quasi als Nebeneinkunft, was der Zielsetzung der MiSpeL entspricht.

Am Beispiel des 09. April soll dies detailliert nachvollzogen werden: Geladen wird bei einem Börsenstrompreis von 10,5 €/MWh. Der Erlös inkl. MP entspräche unter Berücksichtigung von Speicherverlusten 46 €/MWh Opportunitätskosten für sofortige Einspeisung oder bei insgesamt 60 kWh 2,76 €. Der Netzbezug zum gleichen Zeitpunkt kostet inkl. Umlagen i.H.v. 88 €/MWh, 16,15 €. Somit kostet die gesamte Speicherladung 18,92 €. Die Nutzung des Speicherstroms ist somit immer dann wirtschaftlich, wenn der Erlös (Börse + MP) über 92 €/MWh übersteigt bzw. der Netzbezug inkl. Umlagen größer ist.

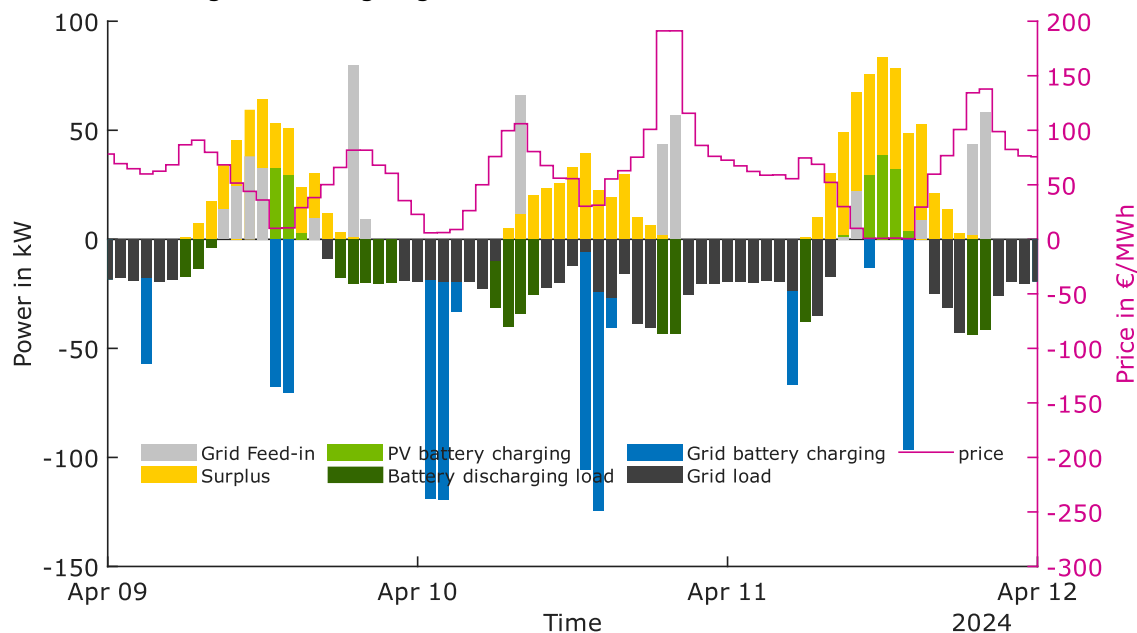


Bild 8 Zeitverlauf der Abgrenzungsoption mit „Netzspeicher“ (Variante 1, PV=100 kW, Speicher 200 kWh)

Dies ist um 18 Uhr der Fall: Der Börsenpreis liegt bei 81,7 €/MWh; zzgl. MP entspricht dies einer Gewinnspanne von etwa 18 €/MWh, in Summe würde mehr als 1,50 € durch den zusätzlichen Zyklus erzielt. Zusätzlich wird für etwas weniger als die Hälfte der Einspeisung der Großteil der Umlage saldiert, immerhin 63 €/MWh, was inkl. Vermarktung zu Einnahmen von 5,27 € führt, zzgl. Einsparungen des Netzbezugs ebenfalls in Höhe von etwa 5 €. Der Verlust der Einspeisegewinne (1,26 €) wird somit zugunsten der Batterienetzladung (+10 €) in Kauf genommen.

3.3 Beispiel „Logistikhalle“ 4 GWh/a

Die beispielhafte „Logistikhalle“ wird durch das Lastprofil P4 der Mittelspannungsmessung der Bundesnetzagentur abgebildet. Das Profil wurde mit dem Faktor 4 skaliert und weist einen Sechs-Tagesrhythmus auf mit Verbrauchsspitzen zwischen 6 und 22 Uhr. Die Grundlast beträgt 100 kW, die Spitzenlast 1 MW. Da nicht bekannt ist, welches Profil sich hier hinter verbirgt ist die Bezeichnung als „Logistik-Halle“ eine Annahme. Im Gegensatz zu den oben genannten Beispielen wird angenommen, dass die Logistikhalle reduzierte Netzentgelte und Umlagen zahlt (§ 19 Abs. 2 StromNEV bzw. BesAR). Hierbei wurde sich ebenfalls am Preisblatt von Stromnetz-berlin orientiert.

Theoretische Betrachtung

Eine auf den Verbrauch angepasste PV-Anlagengröße würde den Bereich der Dachanlagen verlassen. Der PV-Strom einer denkbaren Aufdach-Anlage würde daher fast ausschließlich direkt verbraucht.

Aus der Tendenz der vorangegangenen Untersuchung (geringe Netzentgelte, kleine PV) lässt sich schließen, dass der Speicher vorrangig als Netzspeicher betrieben würde. Dabei ist zu beachten, dass der Unterschied zwischen beiden Varianten vernachlässigbar ist, da die Netzentgelte und Umlagen in der Größenordnung der MP liegen.

3.4 Beispiel Industriebetrieb 300 GWh/a

Der beispielhafte Industriebetrieb wird durch das Lastprofil P6 der Hoch-Mittelspannungsmessung der Bundesnetzagentur abgebildet. Das Profil wurde mit dem Faktor 300/76 skaliert und weist einen Fünf-Tagesrhythmus auf mit Verbrauchsspitzen zwischen 6 und 0 Uhr. Die Grundlast beträgt 25 MW, die Spitzenlast 57 MW. Da nicht bekannt ist, welches Profil sich hier hinter verbirgt ist die Bezeichnung als „Industriebetrieb“ eine Annahme. Im Gegensatz zu den oben genannten Beispielen wird angenommen, dass der Industriebetrieb reduzierte Netzentgelte und Umlagen zahlt.

Theoretische Betrachtung

Siehe auch 2.3.

4 Monatliche Abrechnung - Großmarkt

Nachfolgend wird dem Optimierer die Möglichkeit eingeräumt, monatlich zwischen den Varianten „PV-Speicher“ und „Netzspeicher“ zu wechseln. Vereinfachend wird der Speicherfüllstand des letzten Monats nicht für den nächsten Monat übergeben.

Arbeitshypothese: Die monatliche Abrechnung hat den antizipierten Vorteil, dass der Optimierer die Batterie im Sommer als „PV-Speicher“ und im Winter, wenn wenig Solarertrag vorhanden ist, als „Netzspeicher“ für Arbitrage nutzen könnte.

Zur Erläuterung sei auf Bild 9 verwiesen. Hier ist der Zeitverlauf am Ende des März und Anfang April dargestellt. Der Optimierer hat im März den „PV-Speicher“ als wirtschaftlichere Variante ermittelt und im April den „Netzspeicher“. Auffällig ist, dass mit dem Monatswechsel, die Netzladungen deutlich häufiger auftreten und weniger PV-Strom in den Speicher geladen wird. Im März wird zwar auch aus dem Netz geladen aber nur weil die Preisspreizung eine wirtschaftliche Arbitrage mit Netzentgelten zulassen. Am 1. und 4. April wird PV-Strom eingespeist, anstatt auf die nächtliche Ladung zu verzichten.

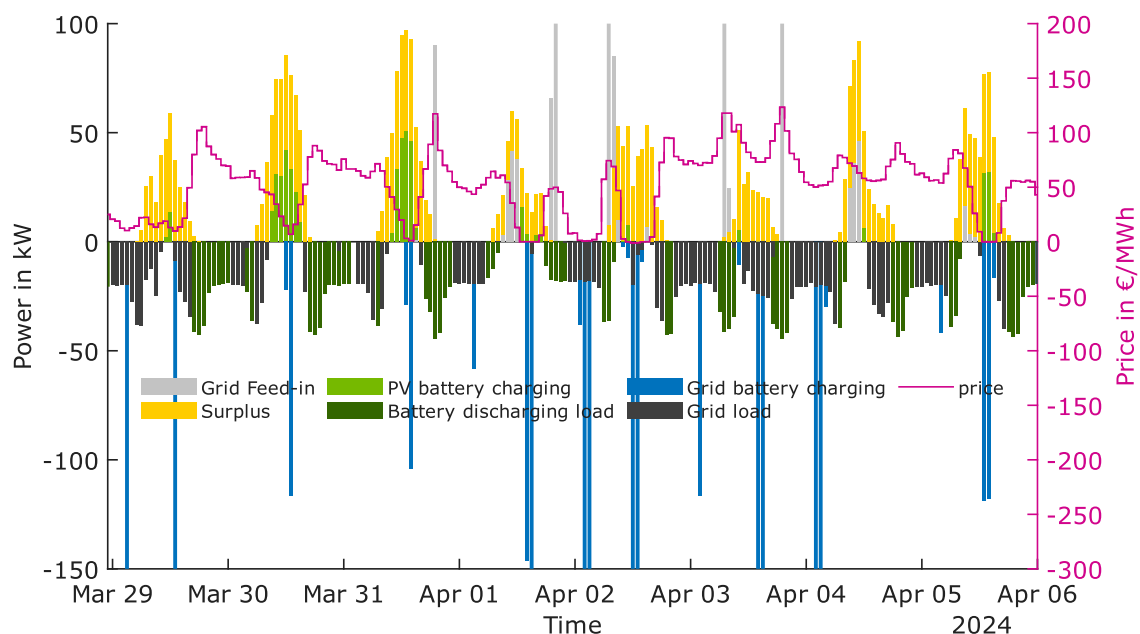


Bild 9 Zeitverlauf der Abgrenzungsoption mit monatlicher Abrechnung (PV=150 kW, Speicher 300 kWh)

Allgemein lässt sich festhalten, dass die Unterschiede zwischen den Varianten nicht sehr ausgeprägt sind. So ist das Niveau der Einsparungen stärker durch die Systemkonfiguration geprägt als durch die Optimierung. In Bild 10 (links) sind die absoluten monatlichen Kosten für die beiden Optimierungsvarianten aufgetragen. Es fällt auf, dass diese weitestgehend auf der Winkelhalbierenden liegen und nur geringfügig abweichen.

Die normierte Differenz der Varianten ist in Bild 10 (rechts) für alle simulierten Systemkonfigurationen zu sehen. Positive Abweichung von der Nulllinie zeigen an, dass der „PV-Speicher“ wirtschaftlicher ist, negative, dass der „Netzspeicher“ besser performt. Die Verteilung der normierten Einsparungen zeigen eine Streuung um die Null-Linie. Dies deutet darauf hin, dass keine pauschal vorteilhafte Optimierungsstrategie ermittelt werden konnte (vgl. Arbeitshypothese Unterschied zwischen Sommer und Winter). Es scheint somit stärker von der Systemkonfiguration abzuhängen welche Optimierungsstrategie erfolgreicher ist.

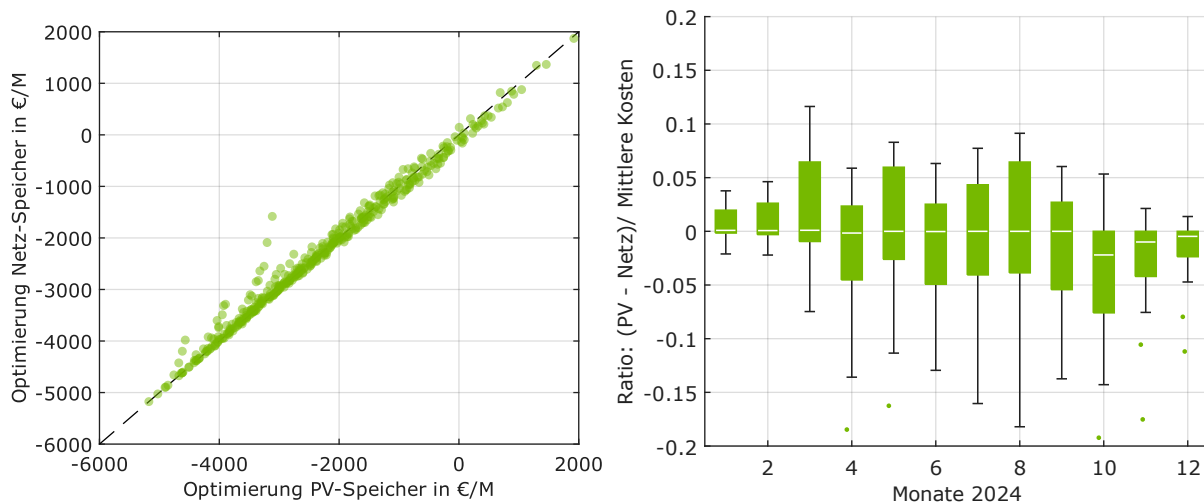


Bild 10 Vergleich absoluter monatlicher Kosten (rechts) normierte Kostendifferenz der Optimierungsvariante für den Großmarkt bei monatlicher Abrechnung (links, Lesehilfe Abweichungen von der Diagonale: pos. Abweichungen PV-Speicher besser, neg. Netzspeicher besser).

In Bild 11 ist daher die normierte Kostendifferenz im Jahresverlauf dargestellt. Hierbei wurde zum einen die PV-Leistung konstant gehalten und die Speicherkapazität variiert (links) und zum anderen die PV-Leistung variiert bei gleichbleibender Speicherkapazität (rechts). Wird die PV-Leistung konstant gehalten (links) fällt auf, dass mit steigender Speicherkapazität der Netzspeicher attraktiver wird. Interessant ist, dass die jahreszeitliche Variation dabei sehr gering ausgeprägt ist. Noch deutlicher wird dies, wenn bei gegebener Speicherkapazität die PV-Leistung variiert wird (rechts). Lediglich in einem der betrachteten Szenarien (100 kW und 200 kWh) ist der Wechsel innerhalb des Jahres sinnvoll. Überraschenderweise, entgegen der Arbeitshypothese, wird im Sommer der Netzspeicher attraktiv, während im Winter der PV-Speicher-Modus tendenziell interessanter ist. Dies kann damit begründet werden, dass der Börsenstrompreis im Sommer häufig negativ ist und sich mit dem Bezug von Strom Geld verdienen lässt. Daher kann es sinnvoll sein, PV-Strom abzuregeln und für den Bezug von Netzstrom den negativen Strompreis zu erhalten. Bei Befreiung der Netzentgelte für Arbitragemengen ist ein zusätzlicher Einnahmestrom. Bei großen PV-Anlagen ist die normierte Kostendifferenz in allen Monaten positiv, sodass der Speicher ausschließlich als PV-Speicher betrieben würde.

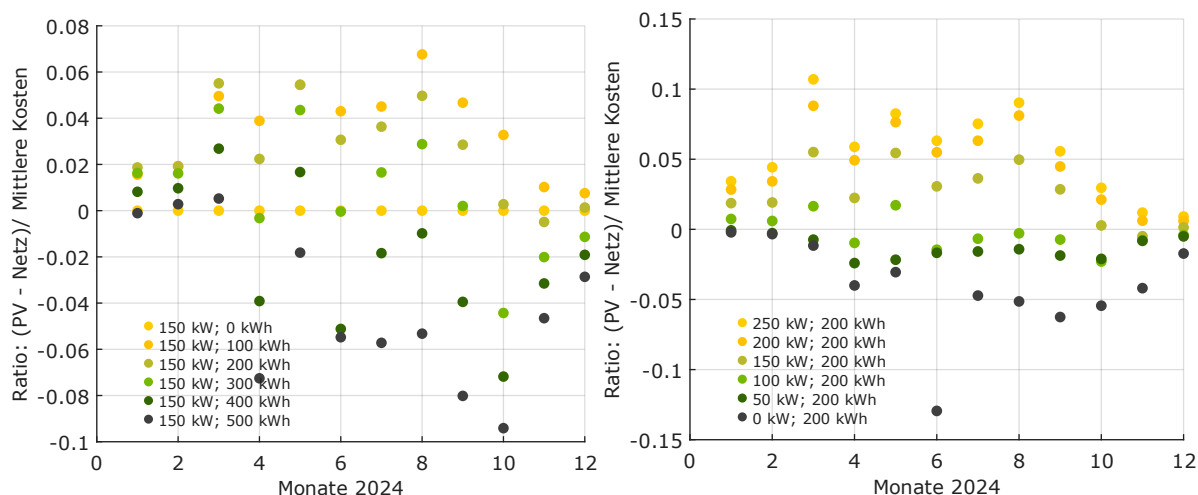


Bild 11 Normierte Kostendifferenz der Optimierungsvariante für den Großmarkt bei monatlicher Abrechnung. Lesehilfe: pos. PV-Speicher besser, neg. Netzspeicher besser. Variation der Speicherkapazität (rechts), Variation der PV-Leistung (links).

Der geringe Einfluss der Umstellung auf eine monatliche Abrechnung kann auch anhand des Netzbezugs, der Netzeinspeisung und der PV-Anteile erklärt werden, siehe Bild 12 und Bild 13. Der Vergleich mit Bild 5 und Bild 6 zeigt: Bei kleineren PV-Anlagen und Speichern ändert sich der Netzbezug kaum. Dies legt nahe, dass der Speicher meist in derselben Art und Weise betrieben wird, wie in der jährlichen Optimierung. Bei sehr großen Speichern steigt der Netzbezugsanteil moderat an. Die Option des monatlichen Wechsels steigert den Netzbezug des Speichers maximal um weniger als 10 Prozentpunkte. Die Speicher-Netzeinspeisung ändert sich durch die monatliche Abrechnung in gleichem Umfang, was auf eine effizientere Speichernutzung hindeutet.

Der Anteil der PV-Netzeinspeisung sinkt leicht um 2 bis 4 Prozentpunkte. Im Einzelfall sind bis zu 9 Prozentpunkte möglich, da selbst große Arbitragespeicher im Sommer zur wirtschaftlicheren „PV-Speicher“ werden können. Der Anteil des PV-Speichersystems an der Lastdeckung bleibt nahezu identisch. Auch ökonomisch ergeben sich nur geringfügige Unterschiede.

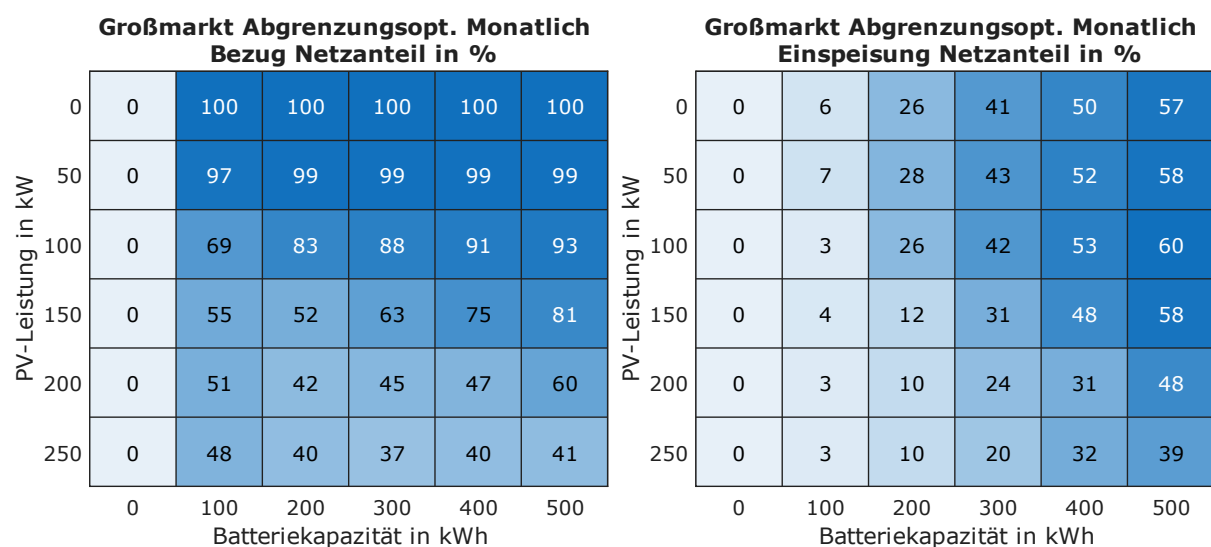


Bild 12 Netzanteile für Batterieladung (links) und Batterieeinspeisung (rechts) der jeweils wirtschaftlichsten Variante für den Großmarkt bei monatlicher Abrechnung.

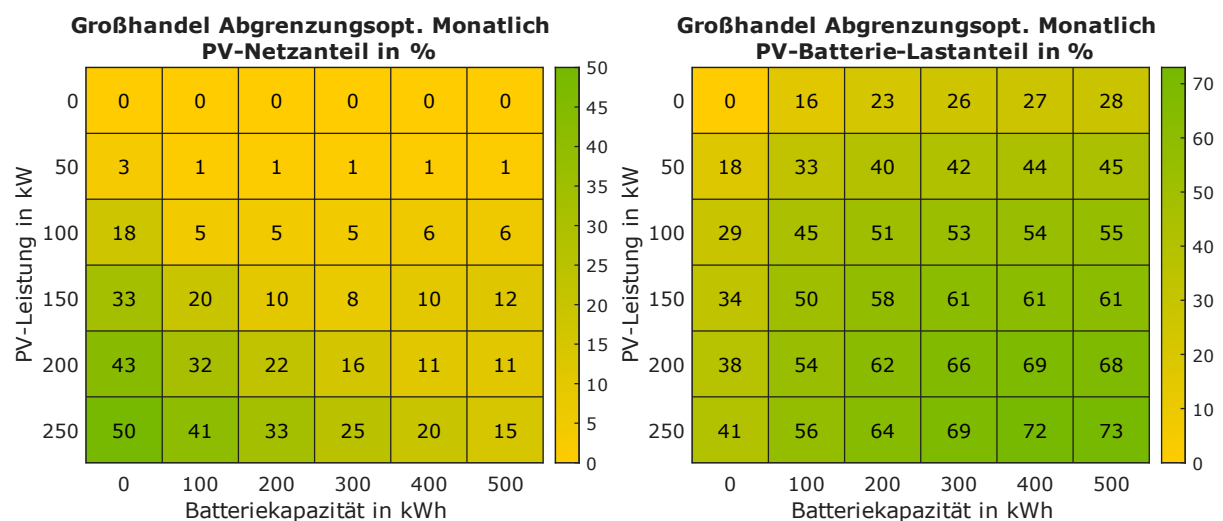


Bild 13 Anteil der PV-Netzeinspeisung an Solarstromerzeugung (links) und Anteil der PV-Batterie an der Lastdeckung (rechts) der jeweils wirtschaftlichsten Variante für den Großmarkt.

5 Zusammenfassung

Aktuell sind Speicher im und am Gebäude überwiegend so ausgelegt, dass sie den Eigenverbrauch maximieren. Ein Ziel des Solarspitzengesetzes war es, diese reine Eigenverbrauchsstrategie zu erweitern, Speicher stärker in den Markt zu integrieren und zusätzlich Arbitragehandel zu ermöglichen.

Der von der BNetzA zur Verfügung gestellte aktualisierte "MiSpeL-Formelsatz" behebt die in der Konsultationsfassung festgestellten Fehlanreize. Sie erlaubt in der Abgrenzungsoption grundsätzlich beide Betriebsstrategien: den „Eigenverbrauchsspeicher für PV-Strom“ sowie den „Netzstromspeicher für Arbitragehandel“. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist es jedoch kaum möglich, beide Strategien parallel zu verfolgen. Nur unter bestimmten Bedingungen – etwa bei sehr großen Speichern oder ausgeprägten Preissignalen – werden beide Ansätze gleichzeitig genutzt. Für kleinere Speicherkapazitäten wird typischerweise eine Strategie gewählt, die auf Eigenverbrauchsoptimierung fokussiert und der Ausschließlichkeitsoption stark ähnelt. Bei größeren Speichern dominiert hingegen eine auf Arbitragehandel ausgerichtete Strategie, die einem reinen Börsen-Arbitragespeicher ähnelt. Auch dies ist über die Ausschließlichkeitsoption abbildbar. Daher bietet der aktuelle "MiSpeL-Formelsatz" nur begrenzten Mehrwert gegenüber der bestehenden Ausschließlichkeitsoption. Gleichwohl ermöglicht er bei ausreichend starken Preissignalen eine Interaktion mit dem Netz.

Hervorzuheben ist, dass ein Wechsel zwischen den Optimierungsstrategien innerhalb eines Abrechnungszeitraums zu Nachteilen führt, während die Wahl der Strategie selbst nur relativ geringe ökonomische Unterschiede verursacht. Dies begrenzt einerseits den Mehrwert, verhindert andererseits aber auch Lock-in-Effekte bei unvollständiger Information.

Der Entwurf schafft zudem Rahmenbedingungen für die Integration von Elektrofahrzeugen. Wenn nur ein Ladepunkt (und kein stationärer Speicher) vorhanden ist, entfällt unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten jedoch die Nutzung des Ladepunktes als Netzspeicher, da in diesem Fall der gesamte Fahrzeugbezug aus der Photovoltaikanlage rechnerisch umlagebelastet ist. Dadurch ist ein Arbitrageeinsatz von Elektrofahrzeugen faktisch ausgeschlossen. Soll Vehicle-to-Grid (V2G) ohne gleichzeitig betriebenen stationären Stromspeicher genutzt werden, muss in den meisten Fällen auf die Ladung mit PV-Strom verzichtet werden.

Als Variante des aktualisierten "MiSpeL-Formelsatz" wurde auch eine monatliche Abrechnung simuliert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wahl der Optimierungsstrategie („PV-Speicher“ oder „Netzspeicher“) stärker von der Systemkonfiguration als vom jeweiligen Monat abhängt. Ein Wechsel zwischen den Optimierungsstrategien ist daher eher die Ausnahme und die Arbeitshypothese, dass der Umstieg auf eine monatliche Saldierung vorteilhaft sei, muss verworfen werden. Auf Basis der bisherigen Untersuchungen (nur ein Jahr) erscheint eine monatliche Implementierung daher nicht erforderlich, sie ist aber auch nicht schädlich. Sie könnte bei stärker ausgeprägten Differenzen der Börsenstrompreise für mehr Dynamik sorgen.

6 Anhang verwendeter Formelsatz

Der verwendete Formelsatz basiert auf einem am 09.03.2026 von der BNetzA übermittelten Formelsatz. Dieser Formelsatz weicht von den Formeln ab, die von der BNetzA konsultiert wurden. Von der BNetzA wurden Änderungen vorgenommen, um die in der Konsultation erkannten Fehlanreize zu vermeiden.

$P_{G2B} = \min(Z_{1B}, Z_{2B})$	(1)
$P_{B2G} = \min(Z_{1E}, Z_{2E})$	(2)
$E_L = \sum Z_{1B}$	(3)
$E_{AC2B} = \sum Z_{2B}$	(4)
$E_{B2AC} = \sum Z_{2E}$	(5)
$E_{G2B} = \sum P_{G2B}$	(6)
$E_{PV2B} = E_{AC2B} - E_{G2B}$	(7)
$E_{B2G} = \sum P_{B2G}$	(8)
$E_{\text{extEV2G}} = \max(\sum E_{B2G} - E_{AC2B}, 0)$	(9)
$E'_{B2G} = \max(E_{B2G} - E_{\text{extEV2G}})$	(10)
$\eta_B = \frac{E_{B2AC}}{E_{AC2B}}$	(11) _{A1}
$\eta_B = 0,85$	(11) _{A2-A4}
$E_{PV2B2AC} = \eta_B \cdot E_{PV2B}$	(12)
$E''_{B2G} = \max(E'_{B2G} - E_{PV2B2AC})$ $E''_{B2G} = \max(E'_{B2G} - \eta_B \cdot E_{PV2B}, 0)$	(13)
$E_{B,\text{loss}} = \max(E_{AC2B} - E_{B2AC}, 0)$	(14)
$\alpha''_{B2G} = \frac{E''_{B2G}}{E_{B2AC}}$	(15)
$E''_{B,\text{loss}} = \alpha''_{B2G} \cdot E_{B,\text{loss}}$	(16)
	(17)
	(18)
$E''_L = \max(E_L - E''_{B2G} - E''_{B,\text{loss}}, 0)$	(19)
$P_{PV2G} = Z_{1E} - P_{B2G}$	(20)
$\gamma_{PV2G} = \text{wenn}(AW > 0; 1; 0)$	(21)
$P_{PV2G,MP} = \gamma_{PV2G} \cdot P_{PV2G}$	(22)
$E_{PV2G,MP} = \sum P_{PV2G,MP}$	(23)
$P_{B2G,MP} = \gamma_{PV2G} \cdot P_{B2G}$	(24)
$E_{B2G,MP} = \min(E'_{B2G}, E_{PV2B2AC})$	(25)
$E'_{B2G,MP} = \sum P_{B2G,MP}$	(26)
$\alpha_{B2G,MP} = \frac{E'_{B2G,MP}}{E_{B2G}}$	(27)
$E''_{B2G,MP} = \alpha_{B2G,MP} \cdot \min(E'_{B2G}, E_{PV2B2AC})$	(28)
$E_{AC2G,MP} = E_{PV2G,MP} + E''_{B2G,MP}$	(29)