

# Kombinierte Veräußerung von PV-Strom an Spot- und Regelleistungsmarkt

Julia Seidel<sup>1\*</sup>, Björn Osterkamp<sup>1\*</sup>, Tobias Steinmetz<sup>1\*</sup>, Daniel Premm<sup>2</sup>,  
Mario Bohnenberger<sup>2</sup>, Bernd Engel<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia, Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Tel.: (+49) (531) 391-9720, j.seidel@tu-braunschweig.de, www.elenia.tu-braunschweig.de

<sup>2</sup> SMA Solar Technology AG, Sonnenallee 1, 34266 Niestetal, Tel.: (+49) (561) 9522-3239, Daniel.Premm@SMA.de, www.sma.de

**Kurzfassung:** Im Zuge der Umstrukturierung des Energieversorgungssystems in Deutschland spielt die Photovoltaik (PV) mittlerweile eine wichtige Rolle. Trotzdem übernimmt diese Technologie eine vergleichsweise geringe Systemverantwortung hinsichtlich der Netzstabilität. In einem aus erneuerbaren Energien geprägten System muss die PV zukünftig ihren Beitrag zur Frequenzhaltung, insbesondere zur Regelleistungsbereitstellung, leisten. Aktuell verhindern dies verschiedene Marktbarrieren. Eine Weiterentwicklung dieser Rahmenbedingungen sowie eine wirtschaftliche Bewertung zeigen die Notwendigkeit der Anpassungen und das große Potential, das die PV in diesem Bereich mit sich bringt.

**Keywords:** Regelleistungsmarkt, Regelleistung, Photovoltaik, Frequenzhaltung, Systemdienstleistungen, Marktbedingungen

## 1 Motivation

Aktuell befindet sich das deutsche Energieversorgungssystem in einer grundlegenden Neustrukturierung. Die Photovoltaik (PV) ist mit einer installierten Leistung von mehr als 38 GWp [1] die leistungsstärkste Kraftwerkstechnologie im deutschen Energieversorgungssystem und wird zukünftig ihren Beitrag zur Systemsicherheit weiter erhöhen. Im Rahmen der Frequenzhaltung werden PV-Anlagen die konventionellen Kraftwerke im Bereich der Regelleistungsbereitstellung unterstützen bzw. zeitweise ablösen. Ziel ist es, die Kapazität der konventionellen Mindesterzeugung durch die Integration fluktuierender Erzeugungssysteme zu reduzieren, um in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Systemstabilität auch ohne konventionelle Kraftwerke zu gewährleisten.

## 2 Ausgangslage

Aus technischer Sicht ist eine Bereitstellung von Regelleistung mit PV grundsätzlich möglich [2][3]. Allerdings sind die heutigen Rahmenbedingungen des deutschen Regelleistungsmarktes für fluktuierende Erzeuger aus vielerlei Hinsicht hemmend. Insbesondere wöchentliche Ausschreibungszeiträume und Produktzeitscheiben stellen (nahezu) unüberwindbare Hindernisse dar. Um o. g. Ziele zu erreichen, ist eine Anpassung der Marktbedingungen daher unerlässlich. Dieser Prozess wurde durch die deutsche Bundesregierung unterstützt, die im

Zuge der Neugestaltung des Strommarktes die Regulierungsbehörde zu einer Anpassung des Regelleistungsmarktes aufforderte.

Im November 2015 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren eröffnet [4]. Dieses beinhaltet einen Vorschlag zur Anpassung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL). Hervorzuheben ist an dieser Stelle das Bestreben, kalendertägliche Ausschreibungen für SRL und MRL, vierstündige Zeitscheiben für SRL sowie eine Mindestangebotsgröße ab 1 MW für beide Regelleistungsarten einzuführen. Weiterhin soll ein zusätzlicher Markt für Minutenreservearbeit implementiert werden. Die Konsultation zu diesem Verfahren läuft noch bis Mitte Februar 2016.

Eine Weiterentwicklung der heutigen Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes wird außerdem in mehreren Studien und Forschungsprojekten gefordert. In [5], [6] und [7] wird insbesondere die Integration erneuerbarer Erzeugungsanlagen in den Regelleistungsmarkt hervorgehoben. Der Fokus liegt auf der Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und Produktzeitscheiben für SRL und MRL. In [7] und [8] wird zusätzlich die Einführung eines Regelarbeitsmarktes gefordert, um kurzfristig vorhandene Potentiale nutzen zu können.

Wie in [9] gezeigt wird, führen kalendertägliche Ausschreibungen, stündliche Produktzeitscheiben und eine Mindestangebotsgröße von 1 MW zu einer deutlich verbesserten Teilnahmemöglichkeit für PV-Anlagen bei der Regelleistungsbereitstellung.

### **3 Simulationsmodell**

Um die Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung von Regelleistung aus PV-Anlagen ganzheitlich zu beurteilen, ist eine umfassende Betrachtung und Bewertung einer kombinierten Vermarktung an Strombörse und Regelleistungsmarkt sinnvoll. Zu diesem Zweck wurde ein Simulationsmodell entwickelt. Ziel der Simulationen ist die Bewertung unterschiedlicher Marktbedingungen für ein kombiniertes Angebot von PV-Anlagen am Spot- und Regelleistungsmarkt. Auf Basis dessen werden Empfehlungen für Anpassungen des Marktes ausgesprochen. Nachfolgend wird zunächst der Ablauf der Simulationen dargestellt, anschließend wird die Datengrundlage erläutert.

#### **3.1 Ablauf der Simulationen**

In den Simulationen werden die angestrebten Anpassungen an den Märkten für negative SRL und MRL in mehreren, aufeinander aufbauenden Schritten umgesetzt. Für die Vorhaltung positiver Regelleistung müssten PV-Anlagen dauerhaft abgeregelt werden, sodass die vorhandene Energie nicht vollständig zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Die dadurch entstehenden monetären Verluste führen dazu, dass in diesem Beitrag ausschließlich negative Regelleistung betrachtet wird. Dazu wird die ausschließliche Veräußerung der erzeugten Leistung am Spotmarkt mit der zusätzlichen Integration des Regelleistungsmarktes bewertet. Die Marktbedingungen werden schrittweise weiterentwickelt und die Resultate einander gegenübergestellt. Abbildung 1 zeigt einen Überblick der betrachteten vier Szenarien.

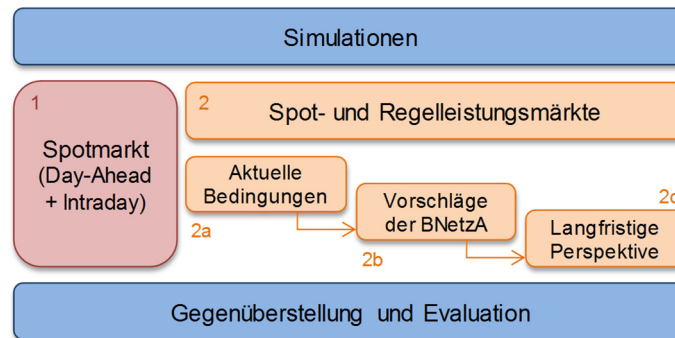


Abbildung 1: Ablauf der Simulation

Im ersten Szenario wird die ausschließliche Veräußerung der erzeugten Leistung am Spotmarkt untersucht. Hierbei wird die Vortagesprognose verwendet, um die prognostizierte Leistung am Day-Ahead-Markt zu verkaufen. Am Tag selbst wird die Intraday-Prognose genutzt, um die Abweichungen zur Day-Ahead-Prognose am Intraday-Markt auszugleichen.

Im nächsten Schritt wird der Regelleistungsmarkt ergänzend zum Spotmarkt in drei Szenarien einbezogen. Szenario 2a beinhaltet die aktuellen Marktbedingungen. Für MRL werden werktägliche Ausschreibungen mit sechs Produktzeitscheiben à vier Stunden pro Tag angenommen. Bei der SRL handelt es sich hingegen um wöchentliche Ausschreibungen und wöchentliche Produktzeitscheiben mit Differenzierung in Hoch- und Niedertarif. Für beide Regelleistungsarten gilt eine Mindestangebotsgröße i. H. v. +5 oder -5 MW. Aufgrund der für PV zu langen Ausschreibungszeiträume und Produktzeitscheiben kann lediglich ein Angebot am Minutenreservemarkt berücksichtigt werden. Szenario 2b umfasst die Vorschläge des Eckpunktepapiers der Bundesnetzagentur [4]. Die einheitlichen Marktbedingungen für MRL und SRL umfassen kalendertägliche Ausschreibungen und eine Mindestangebotsgröße i. H. v. +1 oder -1 MW. Zusätzlich führen die sechs Vier-Stunden-Zeitscheiben auch für SRL zu der Möglichkeit einer Marktteilnahme. In Szenario 2c werden langfristig angestrebte Bedingungen, wie stündliche Zeitscheiben, integriert.

Die verwendeten Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes für die Szenarien 2a, 2b und 2c werden in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Rahmenbedingungen der Szenarien 2a, 2b und 2c

		Ausschreibungszeitraum	Produktzeitscheiben	Mindestangebotsgröße
<b>Szenario 2a</b>	MRL	Werktäglich	Sechs 4-Stunden-Blöcke pro Tag	+5 MW oder -5 MW
	SRL	Wöchentlich	Hochtarif (Mo.-Fr. von 8-20 Uhr, kein Feiertag) / Niedertarif	+5 MW oder -5 MW
<b>Szenario 2b</b>	MRL / SRL	Kalendertäglich	Sechs 4-Stunden-Blöcke pro Tag	+1 MW oder -1 MW
<b>Szenario 2c</b>	MRL / SRL	Kalendertäglich	Stündlich	+1 MW oder -1 MW

### 3.2 Aufbau des Modells und Datengrundlage

Der in diesem Beitrag verwendete PV-Anlagenpool befindet sich in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH und verfügt über eine skalierte, installierte Leistung i. H. v. ca. 360 MWp.

Aufgrund der von den Übertragungsnetzbetreibern sehr hohen geforderten Zuverlässigkeit der Regelleistungsbereitstellung werden für die Angebotserstellung am Regelleistungsmarkt probabilistische Prognosen verwendet. Diese geben mit einer vorab gewählten Zuverlässigkeit an, welcher Wert zu jedem Zeitpunkt mindestens erreicht wird. Demnach wird nicht die auf Basis der Day-Ahead-Prognose vollständig verfügbare Leistung als Regelleistung angeboten, sondern die probabilistische Prognose als Grundlage verwendet. In diesem Beitrag wird eine Zuverlässigkeit i. H. v. 99 % angegeben. Ein beispielhaftes Angebot am Regelleistungsmarkt mit vierstündlichen Zeitscheiben, z. B. gemäß Szenario 2a, zeigt Abbildung 2.

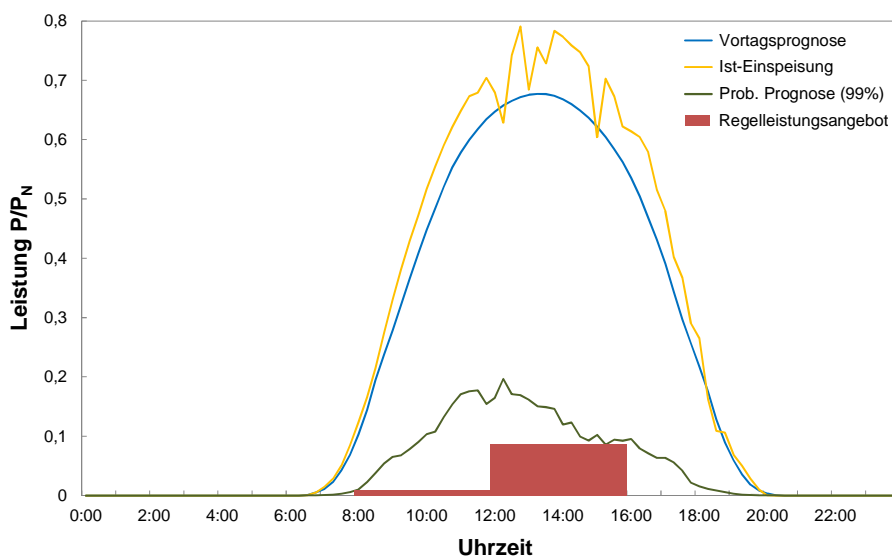


Abbildung 2: Angebot am Regelleistungsmarkt auf Basis einer probabilistischen Prognose

In dem Modell können verschiedene Eingangsdaten gewählt werden. Bei den hier durchgeführten Betrachtungen handelt es sich um rückwirkende Untersuchungen, bei denen die tatsächlichen Preisdaten sowohl für den Spot- als auch für den Regelleistungsmarkt verwendet werden. Sowohl für den Day-Ahead- als auch für den Intraday-Markt gehen die jeweiligen Mittelwerte in die Simulation ein. Als Gebotspreise für Leistung und Arbeit werden sowohl für SRL als auch für MRL die Medianwerte verwendet. Aufgrund von etwaigen starken Ausreißern nach oben, insbesondere bei der SRL, erscheint dieser Wert im Vergleich zum Mittelwert plausibler.

Die sogenannten Trainingsdaten, eine Zuordnung von historischen Prognosedaten und der Ist-Einspeisung, bilden die Grundlage der probabilistischen Prognose. Sie werden in die drei Zeiträume Sommer (Mai bis August), Winter (November bis Februar) und Übergang (März, April, September, Oktober) geclustert. Jahreszeitenspezifische Charakteristika, wie Sonnenauf- oder -untergangszeiten, können somit direkt berücksichtigt werden. Dies bringt den Vorteil mit sich, dass die probabilistischen Prognosen weniger fehlerbehaftet sind. Außerdem unterscheiden sich die erzeugten Leistungen im Sommer und Winter sehr stark, sodass mit dieser Unterteilung keine nach oben (Winter) oder unten (Sommer) verzerrten Prognosen

erstellt werden. Der Betrachtungszeitraum für die Simulationen setzt sich aus jeweils zwei Wochen der drei genannten Zeiträume des Jahres 2014 zusammen.

## 4 Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Simulationen, aufgeteilt in die vier Szenarien, vorgestellt. Es wird gezeigt, dass die Teilnahme von PV am Markt für negative Regelleistung in Kombination mit der Veräußerung der Leistung am Spotmarkt zu höheren Erlösen führt. Aufgrund der Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung ist das höchste Potential im Sommer vorhanden.

### Szenario 1 – Spotmarkt

Im ersten Szenario wird die erzeugte Leistung vollständig am Spotmarkt verkauft. Von den gesamten Erlösen der sechs betrachteten Wochen werden in den beiden Sommerwochen über 50 % der Einnahmen erzielt, während in der Übergangszeit nur etwa 30 % und im Winter ca. 17 % eingenommen werden. Diese Werte finden als Referenzwerte Eingang in die nachfolgenden Szenarien. Abbildung 3 zeigt für einen Tag beispielhaft die veräußerte Leistung am Day-Ahead- bzw. Intraday-Markt.

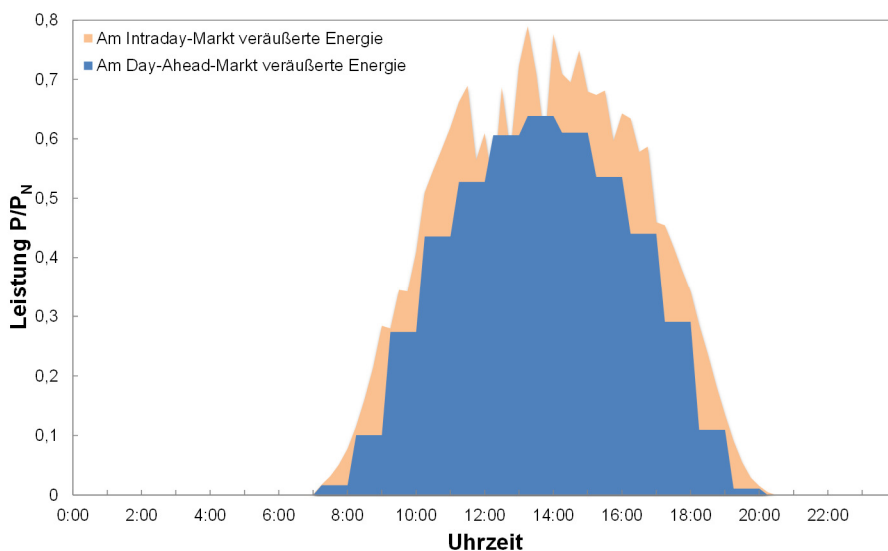


Abbildung 3: Am Spotmarkt veräußerte Energie eines Tages

### Szenario 2a – Aktuelle Bedingungen am Regelleistungsmarkt

In Szenario 2a wird zusätzlich zum Spotmarkt der Regelleistungsmarkt mit seinen aktuellen Rahmenbedingungen eingebunden. Aufgrund der wöchentlichen Produktzeitscheiben und Ausschreibungszeiträume ist ein Angebot aus PV für den SRL-Markt in diesem Szenario nicht möglich. Am MRL-Markt können jedoch Angebote abgegeben werden. Einschränkungen entstehen dadurch, dass aufgrund der nicht ausreichenden Prognosegenauigkeit Angebote für den übernächsten Kalendertag nicht gesetzt werden können. Dies bedeutet, dass bspw. an Tagen wie Sonntag und Montag nicht bereits am Freitag ein Regelleistungsangebot erstellt werden kann. Diese Tage werden in diesem Szenario daher nicht berücksichtigt. Weiterhin führen die Produktzeitscheiben in Form von Vier-Stunden-Blöcken zu einer maxi-

malen Nutzung der Zeitscheiben zwischen 8-12, 12-16 sowie 16-20 Uhr. Als letzte wichtige Bedingung muss eine Mindestangebotsgröße i. H. v. 5 MW eingehalten werden.

Im Vergleich zum Spotmarkt lassen sich am Markt für MRL nur geringe Erlöse erzielen. Diese fallen ausschließlich im Sommer an, da die Mindestangebotsgröße von dem hier verwendeten PV-Pool sowohl im Winter als auch im Übergang nicht erreicht werden kann. Insgesamt kann eine Steigerung der Erlöse um 0,1 % erzielt werden. Diese stammen ausschließlich aus den Leistungspreisen, da in dem Betrachtungszeitraum kein Abruf des Leistungsangebotes erfolgt ist.

### **Szenario 2b – Weiterentwickelte Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes**

Im Vergleich zu Szenario 2a ändern sich hier folgende Aspekte. Die kalendertäglichen Ausschreibungen für SRL und MRL sowie die Anpassung der Produktzeitscheiben der SRL auf Vier-Stunden-Blöcke (wie MRL) ermöglichen nun ein Angebot für beide Regelleistungsarten. Die Mindestangebotsgröße beträgt hier 1 MW, was zu einem höheren Angebot von Regelleistung führt.

Für die MRL treten gegenüber Szenario 2a nur kleine Änderungen mit unwesentlich höheren Erlösen auf, im Sommer etwa 0,2 % in Bezug zu Szenario 1. Hingegen wird über die Kombination von Spot- und SRL-Markt ein deutlich höheres Potential erreicht. Der Markt für SRL bietet sowohl höhere Preise als auch mehr Abrufe, sodass sich ein Angebot am Regelleistungsmarkt aus ökonomischer Sicht lohnt. Die Erlössteigerungen in den beiden Sommerwochen betragen 15 %. In Bezug auf den gesamten Betrachtungszeitraum von sechs Wochen ergibt sich dadurch eine Erlössteigerung von 8 %.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen MRL und SRL besteht darin, dass die Erlöse bei dieser Poolgröße bei der MRL hauptsächlich aus den Leistungspreisen und bei der SRL, aufgrund des häufigeren Abrufs, zu einem sehr großen Anteil aus den Arbeitspreisen stammen.

### **Szenario 2c – Regelleistungsmarkt der Zukunft**

Szenario 2c bildet eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen aus dem vorangegangenen Abschnitt ab. Die entscheidende Änderung liegt hier in der Anpassung auf stündliche Zeitscheiben. Dies bringt eine deutliche Steigerung des Potentials von PV zur Regelleistungsbereitstellung mit sich. Ähnlich wie in Szenario 2b werden auch hier die höchsten Erlöse über die Kombination von Spotmarkt mit dem Markt für SRL erzielt. In den zwei Wochen im Sommer erhöhen sich die Einnahmen um 26 % in Relation zu Szenario 1. Bezogen auf die betrachteten sechs Wochen wird eine Erlössteigerung von 14 % erreicht. Für MRL ist eine Steigerung von 0,5 % im Sommer möglich. Dies entspricht insgesamt 0,3 % mehr Erlösen als in Szenario 1.

### Vergleich der Szenarien

In Abbildung 4 erfolgt zunächst eine Gegenüberstellung der Entwicklung der Einnahmen durch die Regelleistungsbereitstellung in den einzelnen Szenarien.

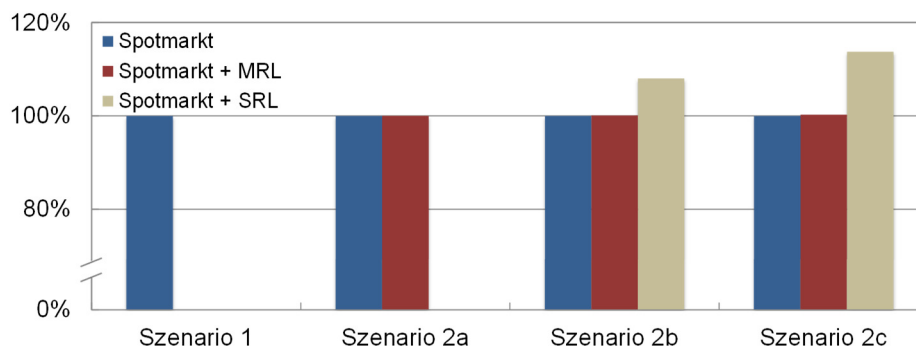


Abbildung 4: Erlöse im Betrachtungszeitraum, bezogen auf Szenario 1

Es ist zu erkennen, dass die Weiterentwicklung der Marktbedingungen für eine wirtschaftliche Teilnahme am Regelleistungsmarkt für die PV notwendig ist. Da am MRL-Markt deutlich weniger Erlöse zu erzielen sind, sollte das Ziel die Bereitstellung von SRL sein.

Weiterhin wird durch die dargestellten Anpassungen für PV ein höheres Potential hinsichtlich der bereitgestellten Regelleistung bewirkt. Abbildung 5 zeigt die in den Szenarien 2a, 2b und 2c vorgehaltene Regelleistung mit den jeweiligen Abrufen der SRL. MRL hingegen wurde in keinem der betrachteten Szenarien abgerufen.

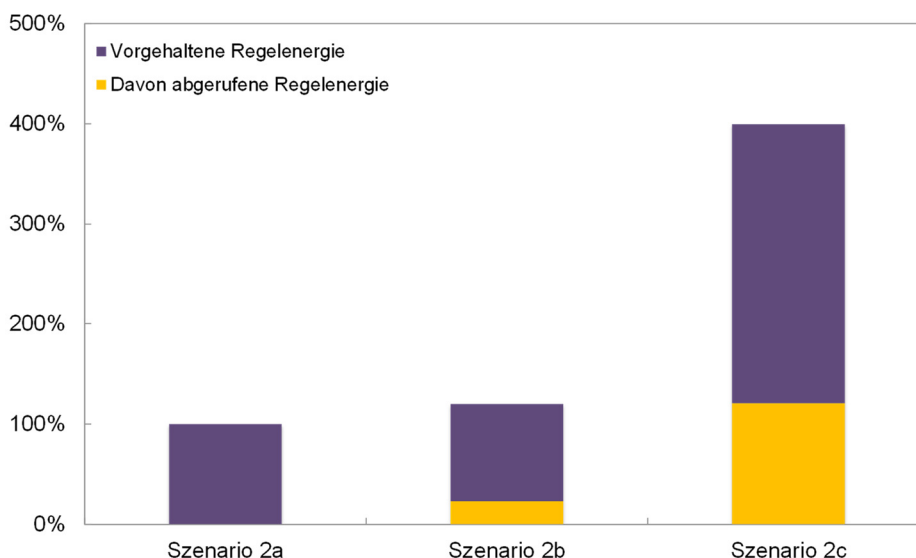


Abbildung 5: Vorgehaltene und abgerufene Regelleistung, bezogen auf Szenario 2a

In Szenario 2c ist es aufgrund der stündlichen Produktzeitscheiben möglich, die vierfache Energie im Vergleich zu Szenario 2a vorzuhalten. Auch die Anzahl der Abrufe steigt aufgrund der angepassten Marktbedingungen. Da insbesondere bei der SRL in den Arbeitspreisen die größte Einnahmequelle liegt, ist dies ein entscheidender Faktor der wirtschaftlichen Regelleistungsbereitstellung.

Die Vermarktung von negativer Regelleistung in Kombination mit der Direktvermarktung kann zu höheren Erlösen gegenüber einer alleinigen Veräußerung am Spotmarkt führen.

Während die Preise am MRL-Markt nur eine geringe Erlössteigerung zulassen, können am SRL-Markt deutlich mehr Gewinne erzielt werden. Ein entscheidender Faktor ist außerdem die Größe des PV-Pools, insbesondere zum Erreichen der Mindestangebotsgröße in der Übergangszeit und im Winter. Je größer der Pool, desto mehr Angebote können auch in diesen Monaten gesetzt werden, sodass zusätzliche Einnahmen möglich sind.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zum jetzigen Zeitpunkt die Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes hinderlich für die Teilnahme von PV sind. Die Auswertungen zeigen ein schwaches Potential zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Der Aufwand für die Ausstattung der Anlagen und die Präqualifikation erscheint im Vergleich zu den geringen zusätzlichen Gewinne jedoch zu groß. Unter Einbezug der angestrebten Anpassungen der Bundesnetzagentur (Szenario 2b), ergeben sich signifikante Erlössteigerungen, insbesondere für die SRL. Bei zusätzlichen Änderungen (Szenario 2c) ist eine weitere Erlössteigerung sowohl für MRL als auch für SRL möglich. Die größten wirtschaftlichen Vorteile gegenüber einer alleinigen Vermarktung an den Strombörsen bietet demnach vor allem die Kombination aus Spot- und SRL-Markt.

Ein weiterer prägender Faktor liegt in der Qualität der Prognosen. Je genauer die Prognosen und somit auch die Trainingsdaten, desto besser ist die Angebotserstellung und desto höher das Potential zur Leistungsbereitstellung.

Zu berücksichtigen sind bei diesen Simulationen noch weitere Faktoren. Die Marktdaten, insbesondere die Preise für den Regelleistungsmarkt, sind historische Daten. Sobald sich die Märkte wandeln und sich dadurch die Anbieterstruktur verändert, werden sich auch die Preise anpassen. Diese Entwicklungen sind hier nicht berücksichtigt.

Auch der von der Bundesnetzagentur empfohlene Regelarbeitsmarkt für MRL wurde in diese Untersuchungen noch nicht einbezogen, da eine Abschätzung möglicher Preise zum jetzigen Zeitpunkt mit großen Unsicherheiten verbunden ist. Grundsätzlich bietet ein solcher Markt eine gute Möglichkeit für die PV, kurzfristig Regelernergie anzubieten. Wie hoch die zu erzielenden Erlöse hier sein werden, bleibt abzuwarten. Gerade aufgrund der geringen Abrufwahrscheinlichkeit bei der MRL ist ein größeres ökonomisches Potential fraglich.

Auf Basis der durchgeführten Untersuchungen wird die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung des deutschen Regelleistungsmarktes deutlich. Die schrittweise Anpassung der Ausschreibungszeiträume und Produktzeitscheiben zeigt das große Potential der PV im Bereich der Regelleistungsbereitstellung zur Frequenzhaltung auf. Zukünftig werden PV-Systeme neben ihrer Leistungseinspeisung ebenfalls Netzsystemdienstleistungen bereitstellen und somit einen wichtigen Baustein bei der erneuerbaren Vollversorgung darstellen.



## 6 Verbundforschungsvorhaben PV-Regel

Die Ergebnisse dieses Beitrags wurden innerhalb des Verbundforschungsvorhabens *PV-Regel – Entwicklung von Konzepten und Lösungen zur Regelleistungserbringung mit Photovoltaikanlagen* (Förderkennzeichen: 0325694A) erstellt. Das Projekt wird von der SMA Solar Technology AG, dem Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia der TU Braunschweig sowie der GEWI AG bearbeitet. Neben der Entwicklung eines regelleistungsfähigen Wechselrichters werden weitere Aspekte eines ganzheitlichen Konzeptes zur Bereitstellung von Regelleistung aus PV-Anlagen erarbeitet. In Zusammenarbeit mit den vier Übertragungsnetzbetreibern umfasst dies die Ausarbeitung sinnvoller und diskriminierungsfreier Kriterien zur Einbindung von fluktuierenden Erzeugungsanlagen in den Regelleistungsmarkt. Gefördert wird das Projekt durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Zusammenarbeit mit dem Projektträger Jülich.

## 7 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur (BNetzA), „*EEG in Zahlen 2014*“, 2015
- [2] Fraunhofer IWES, Siemens AG, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover, CUBE Engineering GmbH, „*Kombikraftwerk 2 – Abschlussbericht*“, 2014
- [3] D. Premm, J. Seidel, B. Osterkamp, S. Poehling, A. Unru, B. Engel, G. Bettenwort, „*The PV-Regel Project – Development of Concepts and Solutions for the Provision of Control Reserve with PV*“, EUPVSEC, Hamburg, 2015
- [4] Bundesnetzagentur (BNetzA) – Beschlusskammer 6, „*Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve*“, Bonn, 2015
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Hannes Seidl, „*Roadmap dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*“, Berlin, 2014
- [6] Connect Energy Economics GmbH, „*Leitstudie Strommarkt 2015*“, Berlin, 2015
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „*Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*“, Berlin, 2015
- [8] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), „*ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing*“, Brüssel, 2014
- [9] J. Seidel, B. Osterkamp, B. Engel, „*Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagenkonzepten zur Regelleistungserbringung bei veränderten Marktbedingungen*“, NEIS 2015, Hamburg, 2015