

Bewertung ausgewählter Aspekte des Grünstrommarktmodells

Kurzanalyse im Auftrag des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Energie im Rahmen des Vorhabens III
„Rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des
EEG“

Freiburg, 16.07.2015

Autoren

Dominik Seebach
Dr. Dierk Bauknecht
Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	7
[Zusammenfassung]	9
1. Einführung und Hintergrund	9
2. Beitrag des Grünstrommarktmodells zur Entwicklung von Flexibilität	11
2.1. Fragestellung durch den Auftraggeber	11
2.2. Einordnung des Grünstrommarktmodells in den generellen Rahmen für die Entwicklung von Flexibilität	11
2.3. Welche Anreize entstehen durch das Grünstrommarktmodell zum Aufbau von Flexibilität?	12
2.3.1. Flexibilisierungsanreize durch das Management der EE-Einspeisung in den einzelnen Bilanzkreisen	13
2.3.2. Flexibilisierungsanreize durch die Integrationsabgabe	15
2.4. Welche Anreize entstehen für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen (Nachfrage- und Erzeugungsflexibilisierung)?	17
2.5. Zusammenfassende Bewertung	19
3. Bewertung der volkswirtschaftlichen Transaktionskosten	20
3.1. Fragestellung durch den Auftraggeber	20
3.2. Übersicht über einzelne Kostenaspekte	20
3.2.1. Strukturierungskosten	20
3.2.2. Vermarktungskosten: Ausgleichsenergiekosten (Profilservicekosten), Marktanbindung, inkl. Hedging	21
3.2.3. Abrechnungs- und Überwachungskosten	23
3.2.4. Sonstiges	25
3.2.4.1. Vermiedene Netznutzungsentgelte	25
3.2.4.2. Bürgschaftskosten/Bürgschaftsrisiken	25
3.2.4.3. Stromkennzeichnung	27
3.2.4.4. Notwendige rechtliche Änderungen	28
3.3. Zusammenfassung und Fazit	28
Literaturverzeichnis	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Möglicher Einsatz von Flexibilität im GMM

13

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Mögliche Interpretationen der Wirkung des GMM auf Flexibilität	14
--------------	----------------------------------------------------------------	----

Abkürzungsverzeichnis

- BDEW: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
- BNetzA: Bundesnetzagentur
- EE: Erneuerbare Energien
- EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EnWG: Energiewirtschaftsgesetz
- FEV: feste Einspeisevergütung
- GMM: Grünstrommarktmodell
- HKN: Herkunftsnachweis
- HkNDV: Herkunftsnachweisdurchführungsverordnung
- HKNR: Herkunftsnachweisregister
- HkNV: Herkunftsnachweisverordnung
- MPM: Marktprämienmodell
- OTC: Over The Counter
- PV: Photovoltaik
- RLM: Registrierende Lastmessung
- SLP: Standardlastprofil
- StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung
- UBA: Umweltbundesamt
- ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber
- VKU: Verband Kommunaler Unternehmen
- VNB: Verteilnetzbetreiber
- vNNE: vermiedene Netznutzungsentgelte

Zusammenfassung

Von Seiten verschiedener Marktakteure wurde mit dem „Grünstrommarktmodell“ (GMM) ein konkreter Vorschlag für ein Direktvermarktungsmodell vorgestellt, welches für in Deutschland erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien eine optionale Vermarktungsform neben den bisherigen Regelungen des EEG und dem darin begründeten allgemeinen Umlageverfahren für die damit verbundenen Kosten und für die Ausweisung der EEG-Strommengen im Rahmen der Stromkennzeichnung beschreibt.

In der hier vorliegenden Analyse wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Vorhabens III „Rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des EEG“ ausgewählte Fragen zur Bewertung des Grünstrommarktmodells diskutiert. Dies umfasst zum einen die Bewertung der volkswirtschaftlichen Transaktionskosten, welche mit einem solchen Vermarktungsmodell zusammenhängen, zum anderen eine Einschätzung dazu, in welchem Umfang das Grünstrommarktmodell zur Nutzung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen zur Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern beitragen kann. Es soll dabei betont werden, dass die fokussierte Bewertung dieser beider Aspekte allein keine Gesamtbewertung des GMM erlaubt.

Auch vor einer Detailbewertung des GMM ist klar, dass das GMM kein zentrales Instrument zur Erschließung von Flexibilität sein kann. Vielmehr ist die Erschließung von Flexibilität höchstens ein Nebeneffekt des GMM und das Thema Flexibilität muss grundsätzlich in den Rahmenbedingungen adressiert werden. Das GMM enthält insgesamt relativ eingeschränkte Anreize, zusätzliche Flexibilität zu erschließen, und zwar durch die folgenden Mechanismen:

- Integrationsabgabe: Die Integrationsabgabe gibt den GMM-Unternehmen prinzipiell einen Anreiz, zusätzliche Flexibilität zu entwickeln. Die Unternehmen können auf dieses ökonomische Signal allerdings auch reagieren, ohne zusätzliche Flexibilität zu erschließen, entweder indem sie trotz Integrationsabgabe überschüssige EE-Mengen vermarkten oder indem sie die EE-Produktion reduzieren, was aber kein sinnvoller Zusatzbeitrag zur Entwicklung der notwendigen Flexibilität darstellt. Sinnvoll ist eine Flexibilisierung steuerbarer EE-Anlagen, die durch die Integrationsabgabe attraktiver wird.
- Stärkere Integration innerhalb der GMM-Unternehmen: Obwohl die harten ökonomischen Signale auf die Integrationsabgabe beschränkt sind, kann innerhalb der GMM-Unternehmen der Effekt auftreten, dass die Suchprozesse nach Flexibilitätspotenzialen verstärkt werden. Ob und in welchem Umfang dieser Effekt tatsächlich auftritt, ist jedoch schwer zu bewerten.
- Zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Kunden auch für Flexibilität: Zusätzliche Flexibilität kann erschlossen werden, wenn die GMM-Akteure Produkte generieren, in denen nicht nur bestimmte EE-Anlagen vermarktet werden, sondern darüber hinaus auch bestimmte Flexibilitätsoptionen. Diese Optionen würden dann auch über die zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Kunden finanziert. Unklar ist, welche Flexibilitätsmengen auf diesem Weg tatsächlich erschlossen werden können. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es sich hierbei eher um Nischenprodukte handelt, zumal nicht alle GMM-Unternehmen entsprechende Produkte anbieten werden.

Gleichzeitig sind bezüglich Flexibilität mit dem Instrument aber auch geringe Risiken verbunden, da der Aufbau von Flexibilität auf jeden Fall eine wichtige Aufgabe darstellt und der Flexibilitätsbedarf zunehmen wird. Wenn durch das GMM der Flexibilitätsbedarf nicht steigt, die

dargestellten Mechanismen aber dazu führen, dass die Flexibilität anders bereitgestellt wird, dann kommt es im entsprechenden Umfang zu einer Verschiebung innerhalb des Flexibilitätsmarktes, und andere Akteure stellen die benötigte Flexibilität bereit. Da wir aber davon ausgehen, dass durch das GMM Flexibilität nur in geringem Umfang erschlossen wird und dass auch innerhalb des GMM zunächst die günstigsten Optionen erschlossen werden, d.h. Optionen, die auch außerhalb von anderen Akteuren erschlossen werden können, erwarten wir diesbezüglich keine relevanten Effekte. Insgesamt sollte das Thema Flexibilität somit nicht den Ausschlag geben bei der Entscheidung für oder gegen das GMM.

Im Rahmen der Analyse wurde deutlich, dass man zwei unterschiedliche Zielgruppen für GMM-Produkte unterscheiden kann: Einerseits Haushaltskunden, die evtl. ein besonderes Interesse an GMM-Produkten haben und bei denen durch solche Produkte auch die Akzeptanz für die Energiewende besonders gesteigert werden kann, die aber gleichzeitig bislang kaum als Anbieter von Flexibilität geeignet sind. Und andererseits gewerbliche und industrielle Kunden, die Flexibilität bereitstellen können, bei denen GMM-Produkte i.A. aber nicht direkt zu einer erhöhten Akzeptanz der Energiewende führen. Somit besteht ein Zielkonflikt bei der Ausgestaltung und Umsetzung des GMM in einzelnen Produkten: je mehr durch ein GMM-Produkt Haushaltskunden angesprochen werden sollen, um hier auch einen positiven Beitrag zur Akzeptanz der Energiewende zu leisten, umso schwieriger wird es für die GMM-Vertriebe, tatsächlich einen positiven Beitrag durch zusätzliche Flexibilitätsmaßnahmen zu erschließen.

Die qualitative Betrachtung unterschiedlicher Kostenaspekte hinsichtlich ihrer volkswirtschaftlichen Transaktionskosten im Rahmen dieser Kurzanalyse zeigt für die beleuchteten einzelnen Kostenaspekte keine oder nur eingeschränkte Auswirkungen auf die Gesamtkosten. Bei einer abschließenden Abwägung zwischen Kosten und Nutzen des GMM sollte dabei berücksichtigt werden, dass sich das GMM nach einhelliger Einschätzung aller Akteure nur durch eine begrenzte Anzahl potenzieller Vertriebe umsetzen ließe, und somit die damit einhergehenden Effekte für die Gesamtheit aller Akteure, relativ betrachtet, ohnehin gering wären. Einschränkend für das Ergebnis der Analyse muss festgestellt werden, dass die initialen Transaktionskosten für die Einführung eines neuen EEG-Mechanismus (Änderung des Rechtsrahmens sowie der Berichtsstrukturen z.B. zwischen Netzbetreibern und Vertrieben und Anlagenbetreibern) hier nicht mit berücksichtigt wurden. Ebenso wenig wurde das von einigen Akteuren benannte Argument beleuchtet, dass durch die Komplexität des GMM die Ausbildung eines GMM-Oligopols von wenigen „GMM-befähigten“ Direktvermarktern begünstigt werden könnte, und sich hierdurch volkswirtschaftlich relevante Kosteneffekte ergeben könnten. Die Auswertung der verfügbaren Literatur sowie die Gespräche mit verschiedenen Stakeholdern legen nahe, dass sich ein Großteil der diskutierten Kostenaspekte weniger auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten, sondern insbesondere auf die Verteilung zwischen unterschiedlichen Akteursgruppen auswirken würde, insbesondere auch zwischen den unterschiedlichen Stromvertriebsunternehmen, welche das GMM potenziell selbst für sich nutzen könnten. Als wettbewerblich positive Faktoren für Stromvertriebsunternehmen lassen sich hier bestehende Erfahrung in der Direktvermarktung von EEG-Strom aus erneuerbaren Energien, der Zugriff auf ein umfassendes Direktvermarktungsportfolio, hohe Anteile an RLM-Kunden im Kundenstamm sowie eine hohe Verfügbarkeit von Bürgschaften identifizieren. Insofern sollte eine abschließende Bewertung der Kosteneffekte des GMM insbesondere berücksichtigen, inwiefern hierdurch möglicherweise eine unbeabsichtigte Marktverzerrung erfolgen würde. Dies kann dann in Abwägung mit weiteren Aspekten, insbesondere mit dem erwarteten Nutzen des GMM, als Grundlage für eine Entscheidung über die mögliche Einführung des GMM dienen.

1. Einführung und Hintergrund

Von Seiten verschiedener Marktakteure wurde mit dem „Grünstrommarktmodell“ (GMM) ein konkreter Vorschlag für ein Direktvermarktungsmodell vorgestellt, welches für in Deutschland erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien eine optionale Vermarktungsform neben den bisherigen Regelungen des EEG und dem darin begründeten allgemeinen Umlageverfahren für die damit verbundenen Kosten und für die Ausweisung der EEG-Strommengen im Rahmen der Stromkennzeichnung beschreibt.

In der hier vorliegenden Analyse wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Vorhabens III „Rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des EEG“ ausgewählte Fragen zur Bewertung des Grünstrommarktmodells diskutiert. Dies umfasst zum einen die Bewertung der volkswirtschaftlichen Transaktionskosten, welche mit einem solchen Vermarktungsmodell zusammenhängen, zum anderen eine Einschätzung dazu, in welchem Umfang das Grünstrommarktmodell zur Nutzung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen zur Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern beitragen kann.

Grundlage für die Bewertung ist eine Auswertung vorliegender Literatur (inkl. bestehender Modellbeschreibungen, insbesondere die Präsentation „Das Grünstrom-Markt-Modell: Saubere Energie direkt zum Kunden; Die Weiterentwicklung des Modells“ (GMM 2015a), und veröffentlichter Stellungnahmen hierzu), sowie Interviews mit verschiedenen Akteuren der Energiewirtschaft.

2. Beitrag des Grünstrommarktmodells zur Entwicklung von Flexibilität

2.1. Fragestellung durch den Auftraggeber

Ist durch das GMM eine bessere Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch zu erwarten? Insbesondere:

- Ist eine stärkere Nachfrageflexibilisierung zu erwarten und wenn ja, warum?
- Ist eine stärkere Erzeugungsflexibilisierung zu erwarten und wenn ja, warum?
- Falls eine stärkere Nachfrage- und/oder Erzeugungsflexibilisierung zu erwarten ist – kann das Nachteile haben für Erzeuger, Vertriebe und Nachfrager, die nicht am GMM teilnehmen?
- Welchen Effekt wird die „Integrationsabgabe“ voraussichtlich haben?
- Wie ist das GMM als (ggf. eher kleinteiliges) System zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch gegenüber dem deutschlandweiten Ausgleich über den Spotmarkt zu bewerten?

2.2. Einordnung des Grünstrommarktmodells in den generellen Rahmen für die Entwicklung von Flexibilität

Nachfolgend wird dargestellt, welche Rolle das GMM bei der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen haben kann. Bei der diesbezüglichen Bewertung des GMM ist zu berücksichtigen, wie sich die Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs und die Rahmenbedingungen für Flexibilität insgesamt darstellen. Dabei sind die folgenden Punkte zu beachten:

- Die zunehmende Nachfrage nach Flexibilität und die Entwicklung der entsprechenden Optionen ist eine Aufgabe, die das Gesamtsystem und das gesamte Marktdesign betrifft. Diese Aufgabe kann insgesamt nicht über ein Instrument wie das GMM adressiert werden, das höchstens punktuell wirkt und primär andere Ziele verfolgt.
- Das GMM kann deshalb höchstens eine komplementäre Rolle bei der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen spielen. Es stellt sich die Frage, wie das GMM als Nischeninstrument in Bezug auf Flexibilität zu bewerten ist, wenn ein umfassenderer Rahmen für Flexibilität entwickelt wird, der unterschiedlichen Akteuren Anreize gibt, Flexibilitätsoptionen zu entwickeln. Welche Rolle würde das GMM in einem solchen Flexibilitätsrahmen spielen?
- Solange die Rahmenbedingungen für Flexibilität noch nicht ausreichend entwickelt sind und jeweils verschiedene Barrieren für die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen existieren, wird auch die Wirkung des GMM eingeschränkt. So ist zum Beispiel nicht zu erwarten, dass GMM-Unternehmen die Flexibilität ihrer Kunden ohne registrierende Leistungsmessung nutzen werden, solange die Abrechnung dieser Kunden über Standardlastprofile erfolgt.
- Neben Defiziten in den Rahmenbedingungen wird die Erschließung zusätzlicher Flexibilität bislang auch dadurch erschwert, dass bei den aktuellen EE-Anteilen eine im Verhältnis zum Flexibilitätsbedarf hohe Flexibilität im System bereits vorhanden ist. Neue Optionen müssen gegen diese bestehende Flexibilität konkurrieren. Sie haben einen entsprechend geringen Systemnutzen, der sich typischerweise auch in einem geringen Wert einzelner Geschäftsmodelle niederschlägt.
- Auch wenn der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität erst zukünftig ansteigt, ist es notwendig, Flexibilitätsoptionen schon heute zu entwickeln, damit sie dann rechtzeitig zur Verfügung stehen. Dadurch können ggf. auch Marktanreize gerechtfertigt werden, die heute zu einer Marktverzerrung führen und dadurch die statische Effizienz reduzieren, durch die aber eine dynamisch effiziente Entwicklung von Flexibilitätsoptionen ermöglicht wird. Als erster Schritt vor einem solchen Eingriff sollten aber zunächst die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass alle Flexibilitätsoptionen einen gleichwertigen Marktzugang erhalten.

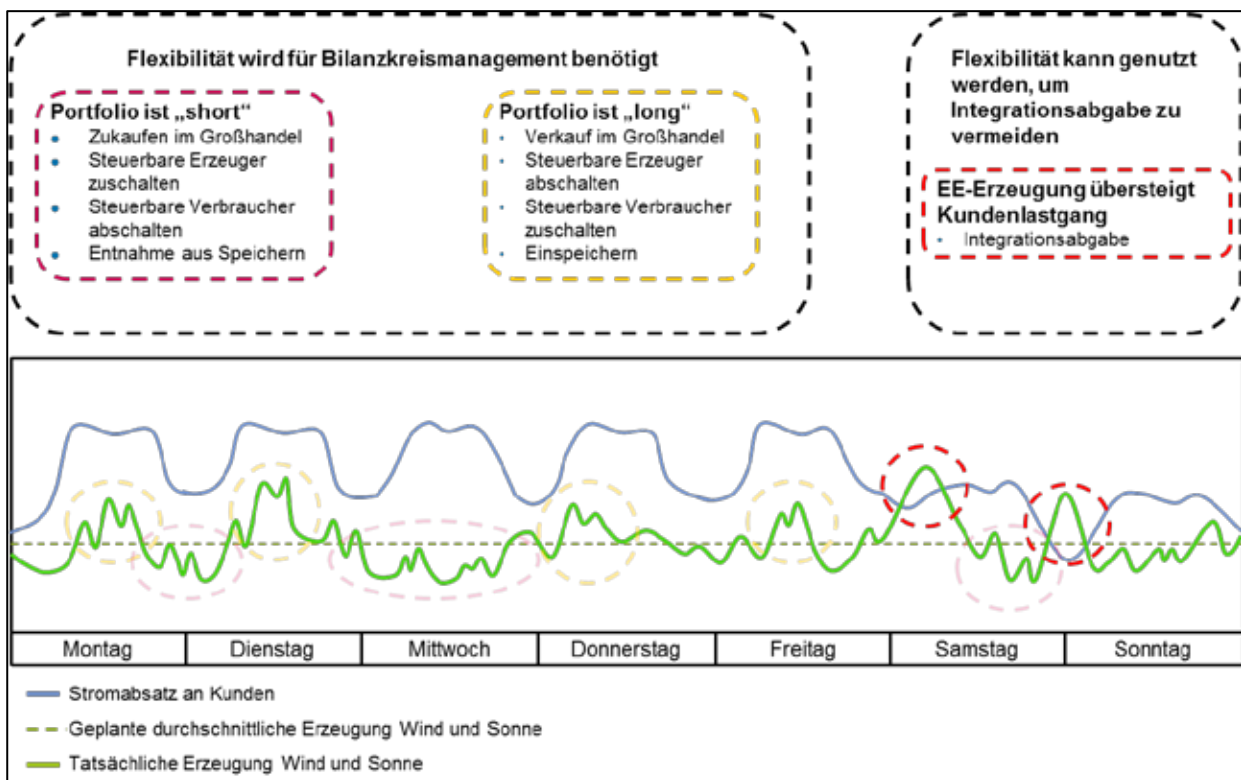
2.3. Welche Anreize entstehen durch das Grünstrommarktmodell zum Aufbau von Flexibilität?

Das GMM enthält zwei Mechanismen, die den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Prinzip beeinflussen und durch die zusätzliche Flexibilität erschlossen werden kann.

1. Erneuerbare Energien werden in den Bilanzkreisen der GMM-Vertriebe bewirtschaftet.
2. Die Integrationsabgabe soll als zusätzlicher Anreiz dienen, Flexibilität zu erschließen.

Die beiden Bereiche werden in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In den meisten Stunden geht es „nur“ darum, die zeitlich variierende und nur bedingt prognostizierbare Differenz zwischen der EE-Einspeisung und dem Verbrauch bereitzustellen. Dafür ist zusätzliche Erzeugung – möglich ist hier auch Erzeugung aus konventionellen Anlagen – bzw. Strombezug notwendig, die flexibel gefahren werden kann. Alternativ können die Verbraucher flexibilisiert werden. In den Stunden, in denen die EE-Einspeisung den Verbrauch der Kunden im Portfolio übersteigt, kann Flexibilität zusätzlich genutzt werden, um die Integrationsabgabe zu vermeiden. –

Abbildung 2-1: Möglicher Einsatz von Flexibilität im GMM



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf GMM 2015b

Nachfolgend stellen wir dar, wie sich diese beiden Mechanismen im Einzelnen auf die Entwicklung und den Einsatz von Flexibilität auswirken können.

2.3.1. Flexibilisierungsanreize durch das Management der EE-Einspeisung in den einzelnen Bilanzkreisen

Die Integration der EE-Mengen in die Bilanzkreise der einzelnen GMM-Unternehmen ändert im Prinzip nichts an den ökonomischen Anreizen. Die GMM-Vertriebe sind dann zwar für die Bereitstellung der notwendigen Flexibilität zum Ausgleich ihrer EE-Mengen verantwortlich. Das bedeutet aber nicht, dass sie die Flexibilität nun tatsächlich auch selbst erschließen und bereitstellen und andere, ggf. günstigere Optionen, die im Markt verfügbar sind, unberücksichtigt lassen.

Vielmehr ist davon auszugehen, dass die beiden Optionen (eigene Flexibilität oder Bezug über den Markt) im Prinzip auf gleicher Basis behandelt werden und dass es durch die bestehenden Märkte ermöglicht wird, jeweils die effizienteste Option zu nutzen. Es findet also keine Mikro-Optimierung statt, bei der für das Bilanzkreismanagement nur oder vorrangig Optionen genutzt werden, über die der GMM-Akteur selbst verfügt. Dies gilt außerhalb der Zeiten, in denen die Integrationsabgabe anfällt, siehe zur Integrationsabgabe den Abschnitt 2.3.2.

Falls die Option der Beschaffung über den Markt nicht auf gleicher Basis genutzt wird, wäre dies ggf. weniger ein Defizit des GMM als vielmehr ein Hinweis auf Entwicklungsbedarf bei der Gestaltung der Märkte, zum Beispiel bei der Möglichkeit, über den Intraday-Markt kurzfristige Schwankungen ausgleichen zu können.

Darüber hinaus ist es denkbar, dass im Rahmen des GMM bestimmte Flexibilitätsoptionen stärker genutzt werden als es in einer rein kostenbasierten Betrachtung der Fall wäre. Dieses wäre vor allem dann der Fall, wenn die GMM-Akteure Produkte generieren, in denen nicht nur bestimmte EE-Anlagen vermarktet werden, sondern darüber hinaus auch bestimmte Flexibilitätsoptionen. Einzelne Befürworter des GMM nennen als Beispiele hierfür die Möglichkeit zur gezielten Einbindung (und somit Partizipation) der Kunden über DSM-Maßnahmen oder auch die bevorzugte Anwendung ökologisch besonders vorteilhafter Flexibilitätsoptionen. Diese Optionen würden dann auch über die zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Kunden finanziert. Unklar ist, welche zusätzliche Zahlungsbereitschaft hier erschlossen werden könnte. Bislang ist die zusätzliche Zahlungsbereitschaft im Ökostrommarkt insgesamt als recht gering anzusehen, wobei auch festzustellen ist, dass es innerhalb der Ökostromkunden durchaus unterschiedliche Zahlungsbereitschaften auch in Abhängigkeit der wahrgenommenen ökologischen Güte des jeweiligen Ökostromangebots gibt (siehe bspw. UBA 2014). Über diesen Mechanismus kann prinzipiell zusätzliche Flexibilität erschlossen werden, ohne Akteure mit Kosten zu belasten, mit denen sie nicht belastet werden wollen. Unklar ist, welche Flexibilitätsmengen auf diesem Weg erschlossen werden können. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es sich hierbei eher um Nischenprodukte handelt, zumal nicht alle GMM-Unternehmen entsprechende Produkte anbieten werden.

Neben dieser produktspezifischen Erschließung von Flexibilität, die durch das GMM ermöglicht wird, gehen auch die Befürworter des GMM davon aus, dass die Integration der EE-Erzeugung in die GMM-Bilanzkreise keine zusätzlichen ökonomischen Anreize für zusätzliche Flexibilität enthält.

Das GMM befindet sich hier in dem Dilemma, dass das Instrument einerseits zwar genutzt werden soll, um zusätzliche Flexibilität zu erschließen, dass andererseits aber keine Marktverzerrung stattfinden soll, die den Aufbau von Flexibilität ermöglicht. Die folgende Tabelle zeigt, welche Bewertungen sich aus den beiden Dimensionen „Inwieweit wird zusätzliche Flexibilität erschlossen“ (horizontal) und „Inwieweit können Marktverzerrungen durch die Erschließung von Flexibilität legitimiert werden“ (vertikal) ergeben.

Insofern es um ökonomische Signale jenseits der möglichen zusätzlichen Zahlungsbereitschaft von Kunden geht, sind sich die sowohl Akteure, die das GMM befürworten als auch jene, die es ablehnen, weitgehend einig, dass durch die Integration der EE-Mengen in die GMM-Bilanzkreise in Bezug auf Flexibilität keine relevante Marktverzerrung stattfindet, dass folglich aber auch nur geringe Flexibilitätseffekte auftreten. Dies deckt sich auch mit unserer Einschätzung.

Tabelle 2-1: Mögliche Interpretationen der Wirkung des GMM auf Flexibilität

	Zusätzliche Flexibilität wird durch GMM erschlossen	Zusätzliche Flexibilität wird durch GMM nicht erschlossen
Erschließung von Flexibilität rechtfertigt zusätzliche ökonomische Anreize	GMM ermöglicht Erschließung zukünftig benötigter Flexibilitätsoptionen	Ziel des GMM bezüglich Flexibilität wird nicht erreicht
Erschließung von Flexibilität sollte nur über unverfälschte Marktsignale erfolgen	Die Wirkung des GMM auf die Erschließung von Flexibilität ist negativ zu bewerten, da eine Marktverzerrung stattfindet.	Mögliche Marktverzerrungen durch GMM treten nicht auf, entsprechend aber auch keine Effekte

Quelle: Öko-Institut

Eine mögliche Wirkung, die sich durch das GMM ergeben kann, die sich der Einordnung in diese Tabelle entzieht und auf die sich die GMM-Befürworter vor allem berufen, ist die folgende: GMM-Unternehmen erschließen nicht deshalb ein höheres Maß an Flexibilität, weil sich die ökonomische Bewertung durch das GMM ändert. Vielmehr führt das GMM in dieser Interpretation dazu, dass durch die Integration der EE-Einspeiseprofile und der Kundenprofile in einem Bilanzkreis auch in den Unternehmen eine stärkere Integration zwischen der Händler- bzw. der Direktvermarktungsseite und der Vertriebsseite stattfindet. Dadurch kann das Thema Flexibilität auf der Vertriebsseite an Bedeutung gewinnen, die Vertriebe gehen verstärkt auf die Suche nach Flexibilitätspotenzialen bei ihren Kunden. Es ist insgesamt zumindest im Rahmen dieser Betrachtung schwer zu bewerten, inwieweit dieser Effekt tatsächlich eintritt und welchen Beitrag er zur Erschließung von Flexibilität leisten kann. Sicherlich richtig ist, dass auch Flexibilitätsoptionen, die im Prinzip auch heute schon wirtschaftlich sein können und als low-hanging fruits bezeichnet werden können, oftmals einen An Schub benötigen, damit sie überhaupt erschlossen werden. Allerdings verweisen Interviewpartner darauf, dass eine stärkere Integration von EE-Vermarktung und Kundenprofilen in Einzelfällen auch heute schon praktiziert wird.

2.3.2. Flexibilisierungsanreize durch die Integrationsabgabe

Die Integration der EE-Mengen in die Bilanzkreise der einzelnen GMM-Vertriebe steht im Prinzip einer effizienten Bereitstellung der Flexibilität über die Märkte nicht entgegen und ein Flexibilitätseffekt kann hier vor allem durch die genannten nicht-ökonomischen Effekte entstehen. Dagegen stellt die Integrationsabgabe ein zusätzliches ökonomisches Signal dar, das zu einer bevorzugten Bereitstellung von Flexibilität innerhalb des Bilanzkreises führen kann, solange die Mehrkosten den Wert der Integrationsabgabe nicht übersteigen. Unabhängig von der Bewertung eines zusätzlichen Flexibilitätsanreizes durch dieses zusätzliche Preissignal, stellt sich die Frage, inwieweit die Integrationsabgabe zur Entwicklung zusätzlicher Flexibilität führt.

Zunächst ist festzuhalten, dass die Integrationsabgabe nicht nur eingeführt werden soll, um den Aufbau von Flexibilität durch die GMM-Vertriebe anzureizen, sondern vor allem das Ziel hat, eine Marktwertoptimierung innerhalb des GMM unattraktiv zu machen und einen Anreiz zu geben, fEE im Jahresverlauf gleichmäßig einzukaufen. Bei der Definition der Höhe der Integrationsabgabe, ist es also auch notwendig, die Bedeutung dieser einzelnen Auswirkungen zu gewichten.

Die Anzahl der Viertelstunden, in denen die EE-Einspeisung den Verbrauch übersteigt und damit die Integrationsabgabe den Einsatz von Flexibilität beeinflusst, wird voraussichtlich insgesamt sehr gering sein. In diesen Viertelstunden bestehen zwei Optionen: Entweder reduziert das GMM-Unternehmen die Überspeisung, um die Integrationsabgabe zu vermeiden, oder die überschüssigen Mengen werden im Markt verkauft und die Integrationsabgabe wird bezahlt. Um die Überspeisung zu vermeiden stehen folgenden Optionen zur Verfügung: Die Erzeugung aus EE-Anlagen kann reduziert werden oder der Verbrauch im Bilanzkreis kann durch Lastmanagement erhöht werden.

Die Integrationsabgabe erhöht zweifellos den Anreiz für die GMM-Unternehmen, den Verkauf von EE-Mengen, die aus Sicht des Bilanzkreises überschüssig sind, zu vermeiden. Die Frage ist, ob dieser Anreiz stark genug ist, um zu relevanten Effekten in Bezug auf die Entwicklung von Flexibilität zu führen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch überschüssige EE-Mengen, die im Markt verkauft werden, auf die EE-Quote angerechnet werden können. Eine Reduktion der EE-Einspeisung würde also zwar die Zahlung der Integrationsabgabe vermeiden, würde aber andererseits das Erreichen der

EE-Quote gefährden bzw. müsste durch entsprechende zusätzliche EE-Mengen an anderer Stelle kompensiert werden. Der Wert der Quotenerfüllung wirkt somit der Integrationsabgabe entgegen.

Weiter ist zu berücksichtigen, dass die Integrationsabgabe nicht in jeder Viertelstunde anfällt, in der die EE-Erzeugung den Lastgang der Endverbraucher überschreitet. Vielmehr ist die Integrationsabgabe so angelegt, dass am Ende eines Jahres ex post überprüft werden soll, welche der EE-Erzeugungsmengen benötigt werden, um die EE-Mindestquote von 45 % zu erreichen, die Voraussetzung für die Befreiung von der EEG-Umlage ist. Wenn die EE-Erzeugungsmengen aus allen oder einem Teil der Viertelstunden, in denen die EE-Erzeugung den Kundenlastgang übersteigt, nicht benötigt werden, um diese Quote zu erfüllen, dann fällt auch keine bzw. eine geringere Integrationsabgabe an. Damit besteht für den GMM-Akteur zwar nach wie vor das Risiko, dass die Integrationsabgabe anfällt. Im Vergleich zu einer Abrechnung der Integrationsabgabe ohne ex-post-Betrachtung besteht jedoch eine zusätzliche Möglichkeit, die Integrationsabgabe zu vermeiden, ohne zusätzliche Flexibilität aufzubauen, so dass die Wirkung der Integrationsabgabe auf die Entwicklung von Flexibilität entsprechend schwächer ausfällt.

Darüber hinaus entfaltet die Integrationsabgabe die folgende Anreizwirkung: Wird die EE-Einspeisung reduziert, muss die nicht erzeugte Strommenge den Anlagenbetreibern nichtsdestotrotz vergütet werden. Andernfalls würden die Anlagenbetreiber durch die Integrationsabgabe gegenüber anderen Vermarktungsoptionen schlechter gestellt bzw. eine Beteiligung am GMM wäre für sie nicht attraktiv. In erster Näherung hat die Zahlung an die Anlagenbetreiber also keinen Einfluss auf das Einsatzkalkül der GMM-Unternehmen, da diese Zahlung unabhängig ist davon, wie das GMM-Unternehmen die Integrationsabgabe managt.

Solange gilt, dass

Markterlös – Integrationsabgabe + Wert der Erfüllung der Quote > 0

können die Unternehmen den überschüssigen EE-Strom am Markt verkaufen, anstatt EE-Erzeugung zu reduzieren. In diesem Fall hat die Integrationsabgabe keinen zusätzlichen Flexibilisierungseffekt. Flexibilitätsoptionen, die es ermöglichen, die überschüssigen EE-Mengen zu einem anderen Zeitpunkt zu nutzen, können hier attraktiv sein, sind aber nicht unbedingt notwendig, um auf die Integrationsabgabe zu reagieren, ggf. eben auch, indem sie bezahlt wird.. Eine EE-Abregelung ist in diesen Situationen nicht attraktiv.

Geht man davon aus, dass der Wert der Quotenerfüllung die Integrationsabgabe übersteigt, dann wird auch bei leicht negativen Preisen noch am Markt verkauft. Sinkt der Preis weiter und stehen keine alternativen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, dann wird EE-Erzeugung reduziert. Diese Option wird attraktiv deutlich bevor jene negativen Preise erreicht werden, bei denen die Anlagen im Marktprämienmodell abgeregelt werden. Energiewirtschaftlich interessant ist dieser Fall, wenn nicht einfach fluktuierender EE-Strom abgeregelt wird, sondern wenn Biogasanlagen flexibilisiert werden, die Erzeugung also nicht verloren geht, sondern zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden kann.

Soll die Höhe der Integrationsabgabe möglichst starke Flexibilisierungsanreize im eigenen Bilanzkreis bieten, so muss der Wert hierfür entsprechend höher angesetzt werden – in gleichem Maße wirkt sie jedoch dann auch stärker marktverzerrend (siehe Tabelle 2-1). Wenn die Höhe der Integrationsabgabe gleich dem Wert der Quotenerfüllung ist, dann bestehen keine geänderten Anreize zur Abschaltung von EE-Anlagen. In der Praxis ist hierbei zu beachten, dass der Wert der Quotenerfüllung für einen einzelnen Versorger sicherlich sowohl im Jahresverlauf als auch abhängig von der individuellen Situation des einzelnen GMM-Versorgers unterschiedlich anzusetzen ist und somit schwerlich allgemeingültig definiert werden kann.

Insgesamt kann die Integrationsabgabe zwar einen Anreiz geben, zusätzliche Flexibilität aufzubauen. Die Unternehmen können die Integrationsabgabe aber auch managen, ohne zusätzliche Flexibilität zu entwickeln. Sie können überschüssige EE-Mengen am Markt verkaufen, die dann weiterhin auf ihre EE-Quote angerechnet wird. Alternativ können sie auch Flexibilität bereitstellen, indem sie die EE-Erzeugung reduzieren. Durch eine EE-Abregelung wird allerdings keine zusätzliche Flexibilität aufgebaut, sondern es wird EE-Einspeisung abgeregelt, obwohl sie eventuell ohne das GMM noch genutzt werden könnte. Diese Art von EE-Flexibilität ist aus Systemsicht nicht als sinnvoll anzusehen.

2.4. Welche Anreize entstehen für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen (Nachfrage- und Erzeugungsflexibilisierung)?

Bei der Frage, welche Flexibilitätsoptionen erschlossen werden, ist zwischen den beiden Mechanismen zu unterscheiden, die im vorhergehenden Kapitel beschrieben wurden: der Erschließung von Flexibilität durch das generelle Bilanzkreismanagement einerseits und durch die Integrationsabgabe andererseits.

Für das generelle Management der Bilanzkreise kommen im Prinzip sowohl nachfrageseitige als auch erzeugungsseitige Optionen in Frage. Eine Abregelung von EE spielt hier keine Rolle, da die EE-Einspeisung unter dem Verbrauchslastgang liegt. Die Hauptrolle spielt die Flexibilität der Erzeugungsquellen, einschließlich konventioneller Erzeuger, die die Differenz zwischen EE-Einspeise- und Verbrauchsprofil im GMM-Bilanzkreis auffüllen. Nachfrageseitige Flexibilität hat außerhalb der Zeiten der Integrationsabgabe nicht die Funktion, überschüssige Erneuerbare zu integrieren. Vielmehr kann sie dazu beitragen, dass das erforderliche Profil dieser Erzeugungsquellen geglättet wird, wodurch ggf. die Erzeugungskosten reduziert werden können. Dieser Effekt unterscheidet sich nicht von der Wirkung, die in absehbarer Zeit durch Flexibilität außerhalb des GMM erzielt werden kann.

Geht man davon aus, dass durch das Management der EE-Bilanzkreise kein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf entsteht, gibt es dementsprechend weder Effekte auf der Erzeuger- noch auf der Verbraucherseite. Folgt man dem Argument, dass innerhalb der GMM-Unternehmen zwar keine harten ökonomischen Anreize entstehen, zusätzliche Flexibilität aufzubauen, aber durch weiche Faktoren die Suchprozesse innerhalb des Unternehmens verändert werden, dann kann das sowohl erzeugungs- als auch nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale betreffen. Nachfrageseitig liegt ein klarer Fokus auf Kunden mit registrierender Leistungsmessung. Entsprechend ist das GMM in Bezug auf Flexibilität vor allem für Unternehmen attraktiv, die über zahlreiche Kunden dieser Art verfügen.

Es bestehen insofern auch zwei unterschiedliche Zielgruppen für GMM-Produkte: Einerseits Haushaltskunden, die evtl. ein besonderes Interesse an GMM-Produkten haben und bei denen durch solche Produkte auch die Akzeptanz für die Energiewende besonders gesteigert werden kann, die aber gleichzeitig bislang kaum als Anbieter von Flexibilität geeignet sind. Und andererseits gewerbliche und industrielle Kunden, die Flexibilität bereitstellen können, bei denen GMM-Produkte i.A. aber nicht direkt zu einer erhöhten Akzeptanz der Energiewende führen.

Für das Management der Integrationsabgabe, d.h. wenn die kontrahierte EE-Einspeisung über dem Verbrauchslastgang liegt, kann auf der Erzeugerseite die Flexibilität der EE-Anlagen genutzt werden. Die Flexibilität anderer Erzeuger oder aus Bezugsverträgen kann hier nicht genutzt werden, da die kontrahierte EE-Einspeisung den Kundenlastgang übersteigt – eine Situation, die durch die Flexibilität anderer Erzeuger nicht behoben werden kann.

Erzeugungsseitige Flexibilität kann hier in drei Formen eine Rolle spielen:

- 1) Abregelung von fluktuierenden EE-Anlagen. Die Anlagen würden früher abgeregelt als im Marktprämienmodell, EE-Erzeugung würde durch das GMM verloren gehen.
- 2) Flexibilisierung von Biogasanlagen: Neben der einfachen Abregelung kann auch die Flexibilität von Biogasanlagen erschlossen werden. Dadurch kann ein energiewirtschaftlich sinnvoller Beitrag entstehen.
- 3) Eigenerzeugung bei den GMM-Kunden. Wird diese Erzeugung in den Zeiten, in denen die Integrationsabgabe greift, reduziert, dann hat das aus Sicht des GMM-Vertriebs die gleiche Wirkung wie eine Erhöhung des Verbrauchs. Anders gesagt kann Eigenerzeugung in diesen Situationen durch überschüssige EE-Einspeisung ersetzt werden. Allerdings gilt dies nur, solange die Differenz zwischen den Kosten der Eigenerzeugung und dem GMM-Stromtarif die Höhe der Integrationsabgabe nicht übersteigt, wodurch das relevante Potenzial erheblich eingeschränkt wird.

Insgesamt bedeutet das, dass erzeugungsseitige Flexibilität, die nicht aus den überschüssigen EE-Anlagen selbst kommt, nur in Ausnahmefällen eine Rolle spielen wird, um die Integrationsabgabe zu managen.

Bei der Frage, welche Arten von Flexibilitäten erschlossen werden, geht es neben der Unterscheidung in verbrauchs- und nachfrageseitige Flexibilitäten auch darum, ob vor allem die Optionen erschlossen werden, die sowieso als relativ marktnah angesehen werden können und auch von anderen Marktakteuren adressiert werden (z.B. von den Aggregatoren, die sich auf das Erschließen von Flexibilität spezialisiert haben), oder ob sich die GMM-Flexibilitäten davon unterscheiden.

Prinzipiell kann argumentiert werden, dass durch die Integrationsabgabe auch teurere Flexibilitätsoptionen attraktiver werden, in dem Maße, wie sie dazu beitragen, die Integrationsabgabe zu vermeiden. Allerdings ändert das nichts daran, dass die Unternehmen zunächst die günstigsten Optionen erschließen, die bislang nicht ausgeschöpft sind. Abgesehen von jenen Fällen, in denen Kunden eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft aufbringen, die möglicherweise auch die Nutzung bestimmter Flexibilitätsoptionen mit voraussetzt, ist deshalb nicht davon auszugehen, dass durch das GMM und die Integrationsabgabe andere Optionen erschlossen werden als die, die auch durch andere Akteure bereits adressiert werden. Denkbar ist darüber hinaus auch, dass die Integrationsabgabe mit Optionen gemanagt wird, die heute schon im Einsatz sind, und die mit dem GMM lediglich mehr bzw. anders eingesetzt werden. In diesem Fall würde keine zusätzliche Flexibilität erschlossen.

2.5. Zusammenfassende Bewertung

Auch vor einer Detailbewertung des GMM ist klar, dass dies kein zentrales Instrument zur Erschließung von Flexibilität sein kann. Vielmehr ist die Erschließung von Flexibilität höchstens ein Nebeneffekt des GMM und das Thema Flexibilität muss grundsätzlicher in den Rahmenbedingungen adressiert werden.

Das GMM enthält insgesamt relativ eingeschränkte Anreize, zusätzliche Flexibilität zu erschließen, und zwar durch die folgenden Mechanismen:

- Integrationsabgabe: Die Integrationsabgabe gibt den GMM-Unternehmen prinzipiell einen Anreiz, zusätzliche Flexibilität zu entwickeln. Die Unternehmen können auf dieses ökonomische Signal allerdings auch reagieren, ohne zusätzliche Flexibilität zu erschließen, entweder indem sie trotz Integrationsabgabe überschüssige EE-Mengen vermarkten oder indem sie die EE-Produktion reduzieren, was aber kein sinnvoller Zusatzbeitrag zur Entwicklung der notwendigen Flexibilität darstellt. Sinnvoll ist eine Flexibilisierung steuerbarer EE-Anlagen, die durch die Integrationsabgabe attraktiver wird.
- Stärkere Integration innerhalb der GMM-Unternehmen: Obwohl die harten ökonomischen Signale auf die Integrationsabgabe beschränkt sind, kann innerhalb der GMM-Unternehmen der Effekt auftreten, dass die Suchprozesse nach Flexibilitätpotenzialen verstärkt werden. Ob und in welchem Umfang dieser Effekt tatsächlich auftritt, ist jedoch schwer zu bewerten.
- Zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Kunden auch für Flexibilität: Zusätzliche Flexibilität kann erschlossen werden, wenn die GMM-Akteure Produkte generieren, in denen nicht nur bestimmte EE-Anlagen vermarktet werden, sondern darüber hinaus auch bestimmte Flexibilitätsoptionen. Diese Optionen würden dann auch über die zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Kunden finanziert. Unklar ist, welche Flexibilitätsmengen auf diesem Weg tatsächlich erschlossen werden können. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es sich hierbei eher um Nischenprodukte handelt, zumal nicht alle GMM-Unternehmen entsprechende Produkte anbieten werden.

Gleichzeitig sind bezüglich Flexibilität mit dem Instrument aber auch geringe Risiken verbunden, da der Aufbau von Flexibilität auf jeden Fall eine wichtige Aufgabe darstellt und der Flexibilitätsbedarf zunehmen wird.

Wenn durch das GMM der Flexibilitätsbedarf nicht steigt, die dargestellten Mechanismen aber dazu führen, dass die Flexibilität anders bereitgestellt wird, dann kommt es im entsprechenden Umfang zu einer Verschiebung innerhalb des Flexibilitätsmarktes, und andere Akteure stellen die benötigte Flexibilität bereit. Da wir aber davon ausgehen, dass durch das GMM Flexibilität nur in geringem Umfang erschlossen wird und dass auch innerhalb des GMM zunächst die günstigsten Optionen erschlossen werden, d.h. Optionen, die auch außerhalb von anderen Akteuren erschlossen werden können, erwarten wir diesbezüglich keine relevanten Effekte.

Insgesamt sollte das Thema Flexibilität nicht den Ausschlag geben bei der Entscheidung für oder gegen das GMM.

3. Bewertung der volkswirtschaftlichen Transaktionskosten

3.1. Fragestellung durch den Auftraggeber

Im Wesentlichen sollte die folgende Fragestellung bearbeitet werden:

Wie hoch werden die gesamtwirtschaftlichen Transaktionskosten des GMM geschätzt [u.a. Verwaltungs-, Strukturierungs-, Vermarktungs- (inkl. Hedging), Abrechnungs- und Überwachungskosten bei allen betroffenen Akteuren]? Als Vergleichsbasis kann das Marktprämienmodell mit klassischer Graustromvermarktung dienen.

Nach Möglichkeit sollte in diesem Kontext auch eine Einschätzung zu folgender Frage erarbeitet werden:

Sind die Bürgschaftsrisiken für die GMM-Nutzer tatsächlich so hoch, dass Technologien wie Offshore Wind nicht zum Zuge kommen (obwohl ja der „sichere Hafen“ der Marktprämie besteht)?

3.2. Übersicht über einzelne Kostenaspekte

3.2.1. Strukturierungskosten

Ein wesentliches Kennzeichen des GMM besteht in der Anforderung zur Integration fluktuierender EEG-Mengen in ein konkretes Vertriebsportfolio. Dies soll entsprechend der Intention der GMM-Entwickler einen Wettbewerb um eine bessere Strukturierung unterstützen und somit zur verbesserten Nutzung und Weiterentwicklung unterschiedlicher Flexibilitäts-Optionen führen (siehe hierzu auch Kapitel 2). Die Strukturierungskosten eines Versorgers sind im Wesentlichen abhängig vom Erzeugungsportfolio, vom Endkundenportfolio sowie vom Zugriff des GMM-Vermarkters auf Flexibilitätsoptionen, um Erzeugungsportfolio und Endkundenportfolio in Einklang zu bringen. Grundsätzlich besteht durch das GMM-Design eine enge Verbindung zwischen den allgemeingültigen Marktsignalen und den Handlungsanreizen für die GMM-Akteure. Eine GMM-spezifische Steuergröße besteht jedoch in der Höhe der Integrationsabgabe. Diese muss durch den GMM-Vertrieb in dem Fall bezahlt werden, wenn zeitgleich die kontrahierte Einspeisung aus EEG-Anlagen den Lastgang der Endkunden übersteigt.

Hinsichtlich des Erzeugungsportfolios sowie des Endkundenportfolios kann nach einhelliger Einschätzung davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der Effekte des GMM in einer Sortierung der bestehenden Erzeugungs- und Endkundenstruktur erfolgen würde. Das GMM setzt Anreize, Anlagen mit hohem Marktwert in den GMM-Vertrieb einzubinden, ohne dabei eine große Gefahr der zeitgleichen Überdeckung (Integrationsabgabe!) einzugehen. Dies bevorzugt bspw. Offshore-Windanlagen. Absatzseitig besteht ein wirtschaftlicher Anreiz, insbesondere RLM-Kunden (Industriekunden) zu beliefern statt SLP-Kunden (Haushaltskunden), da das Lastprofil der Haushaltskunden hier höhere Ansprüche an das Portfoliomanagement stellt.¹ Dieser Effekt, so monieren Kritiker des GMM, benachteilige diejenigen Unternehmen, welche mit einem solchen Direktvermarktungsmodell vor allem die Haushaltskunden ansprechen wollen und somit zur Akzeptanz der Energiewende beitragen möchten. In diesem Kontext sei noch darauf hingewiesen, dass durch die Zahlung der Integrationsabgabe grundsätzlich ein Mechanismus besteht, um die allgemeine EEG-Umlage durch die GMM-Vertriebe zu entlasten. Bei den befragten

¹ Dieser Vorteil von RLM-Kunden Effekt wird auch dadurch verstärkt, dass bei Industriekunden die Erschließung von Lastverschiebungspotenzialen vielversprechender ist als dies bei Haushaltskunden der Fall ist. Die möglichen Auswirkungen durch die Belieferung privilegierter Endkunden und dadurch ggf. niedrigere Anforderungen im Rahmen der GMM-Vorgaben sind hier nicht berücksichtigt und müssten noch an anderer Stelle diskutiert werden.

Gesprächspartnern besteht allerdings die Einschätzung, dass aufgrund der Möglichkeiten zur Nutzung bestehender Flexibilitätsoptionen, zum kurzfristigen Ausgleich eventueller überschüssiger EE-Mengen zwischen den einzelnen GMM-Vertrieben untereinander und der bei deutlich negativen Preisen lohnenden Option einer Anlagenabschaltung die Integrationsabgabe letzten Endes nur in geringem Umfang tatsächlich gezahlt werden müsste (siehe auch Kapitel 2.3.2). Inwiefern eine Ausdifferenzierung zwischen unterschiedlichen Marktakteuren letztlich vor dem Hintergrund des erwarteten Nutzens des GMM angemessen ist, zu einer Erhöhung der EEG-Umlage für die sonstigen Vertriebe und Stromverbraucher führt oder anderweitig als wettbewerbsverzerrend zu bewerten ist, soll im Rahmen dieser Analyse nicht bewertet werden. *Eine volkswirtschaftlich relevante Veränderung der Gesamttransaktionskosten aufgrund der beschriebenen Portfoliooptimierung von GMM-Vertrieben ist hier jedoch nicht ersichtlich.*

Eine Veränderung des volkswirtschaftlichen Status Quo ergäbe sich bei einer veränderten Nutzung von Flexibilitätsoptionen, wie sie durch das GMM grundsätzlich auch angeregt werden soll. Wie schon zuvor benannt, besteht grundsätzlich eine starke Anbindung der Anreizstrukturen an die allgemeinen Marktsignale, so dass die grundsätzlichen Mechanismen zur Nutzung bestehender Flexibilitätsoptionen im GMM vergleichbar sind zur Vermarktung der EEG-Mengen beispielsweise im MPM, außer in den begrenzten Zeiten, in denen die Integrationsabgabe wirkt (siehe Kapitel 2.3). Mögliche Änderungen könnten durch zwei Mechanismen auftreten:

1. Erschließung neuer kosteneffizienter Flexibilitätsoptionen insbesondere durch DSM-Maßnahmen im eigenen Kundenstamm, welche durch den nun „geschärften Fokus“ des GMM-Vertriebs in Kooperation mit den Endkunden identifiziert und erschlossen werden.
2. Ein erhöhter Bedarf zur Flexibilisierung gegenüber der Betrachtung des Gesamtsystems aufgrund der durch die Integrationsabgabe beeinflussten Strukturierung durch den GMM-Vertrieb.

Grundsätzlich könnte der erstgenannte Mechanismus zu einer volkswirtschaftlich günstigeren Nutzung von Flexibilitäten und somit zu einer Kostenreduktion führen. Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, greift dieser Effekt voraussichtlich aber nur in begrenztem Umfang, da auch heute schon Marktmechanismen bestehen und genutzt werden, um bestehende wirtschaftliche Lastverschiebungspotenziale zu erschließen.

Der zweitgenannte Effekt hingegen führt dazu, dass die verstärkte Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Bilanzkreis des GMM-Anbieters für diesen betriebswirtschaftlich vorteilhaft ist, solange die damit verbundenen Mehrkosten die Höhe der Integrationsabgabe nicht übersteigen. Allerdings kann man hier davon ausgehen, dass dieser Effekt nur von eingeschränkter praktischer Relevanz ist (siehe hierzu auch Kapitel 2.3.22.4).

3.2.2. Vermarktungskosten: Ausgleichsenergiekosten (Profilservicekosten), Marktanbindung, inkl. Hedging

Um den erneuerbar erzeugten Strom zu vermarkten, fallen bei allen Vermarktungsformen grundsätzliche Vermarktungskosten wie Ausgleichsenergiekosten („Profilservicekosten“) sowie Kosten für die Marktanbindung (Börsenzulassung, Handelsanbindung) an.

Im regulären EEG-Mechanismus sind die Ausgleichsenergiekosten sowie die Kosten für die Marktanbindung direkt als Kostenbestandteil der EEG-Umlage (FEV) bzw. im Fall des MPM in der Managementprämie (EEG 2012: §33h; Anlage 4) oder direkt als Bestandteil des anzulegenden Werts (EEG 2014: §34; Anlage 1; in Verbindung mit §100, (1), 8.) enthalten. Im GMM fallen die Ausgleichsenergiekosten direkt beim GMM-Vermarkter an. Dieser Kostenpunkt ist somit

folgerichtig sowohl bei den „Kosten des EEG“ auf der einen Seite als auch im „anzulegenden Wert“ der über das GMM vermarkteten Anlagen berücksichtigt.

Ausgleichsenergiekosten:

Die Höhe der Ausgleichsenergiekosten hängt im Wesentlichen von der Prognosegüte des Anlagenbetreibers bzw. des Vermarkters im Day-Ahead-Markt ab. Hier bieten sowohl das Marktprämienmodell als auch das Grünstrommarktmodell vergleichbare Anreize und Einflussmöglichkeiten des jeweiligen Vermarkters, um eine optimierte Prognose zu erstellen sowie um die erstellten Erzeugungsfahrpläne einzuhalten. *Somit kann zunächst davon ausgegangen werden, dass sich durch das GMM keine grundsätzlichen volkswirtschaftlich relevanten Änderungen bei den Ausgleichsenergiekosten ergeben.*

Eine gewisse Änderung könnte sich in dem Fall ergeben, dass durch die Einführung des GMM zusätzliche Anlagen in die Direktvermarktung genommen würden, welche bisher im Rahmen der FEV betrieben werden. In diesem Fall bestünde ein zusätzlicher Anreiz zur Optimierung der Einspeiseprognose und somit ein positiver Gesamteffekt hinsichtlich der Ausgleichsenergiekosten. Dies könnte beispielsweise dann der Fall sein, wenn bestimmte Anlagen einen „ideologischen“ oder „emotionalen“ Mehrwert haben, welcher sich in der Marktprämie nicht materialisieren lässt, innerhalb des GMM aber durch die gezielte Belieferung einzelner Kunden einen Vermarktungsvorteil bieten und u.U. sogar auch eine Mehrzahlungsbereitschaft durch die Endkunden generieren könnten (bspw. besondere ökologische Gütekriterien einzelner Anlagen). *Der Gesamtumfang eines solchen möglichen volkswirtschaftlichen Vorteils ist jedoch, falls er überhaupt auftritt, vermutlich sehr begrenzt.*

Marktanbindung:

Im GMM bestehen für die Vertriebe Anreize, sowohl an Spot- als auch am Terminmarkt zu agieren. Grundsätzlich erscheint es auch möglich, dass GMM-Vertriebe zur Kostenoptimierung am Regelenergiemarkt aktiv sind (bspw. mit regelbarer Biomasse), und die entsprechenden EE-Erzeugungsmengen für die im GMM anzurechnende Quote zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden. Im Referenzfall MPM sind all diese Optionen auch grundsätzlich möglich, allerdings werden durch der Ausgestaltung des MPM starke Anreize gegeben, diese Mengen ausschließlich am Spotmarkt zu vermarkten. Die grundsätzlichen Kosten für die Börsenzulassung sowie die Handelsanbindung entsprechen nach Einschätzung der konsultierten Gesprächspartner dabei aber grundsätzlich den Kosten, welche auch im Fall der Nutzung der Marktprämie anfallen. *Auch hier kann somit davon ausgegangen werden, dass sich durch das GMM keine grundsätzlichen volkswirtschaftlich relevanten Änderungen bei den Kosten der Marktanbindung ergeben.*

Eine besondere Anforderung bei der Marktanbindung ergibt sich im Rahmen des GMM durch die systemimmanente Option, dass GMM-Vertriebe die kontrahierten EEG-fähigen EE-Mengen kurzfristig untereinander optimieren können, um eine „Übereinspeisung“ gegenüber des Lastgangs der Endkunden und somit die Zahlung der Integrationsabgabe zu vermeiden. Bisher ist nicht näher festgelegt, wie ein entsprechender Marktplatz konkret ausgestaltet werden würde. Grundsätzlich wäre es sicher möglich, einen solchen Ausgleich über einen börsenähnlichen Handel mit entsprechenden Anschlusskosten zu gestalten. In Anbetracht der voraussichtlich begrenzten Anzahl von potenziellen GMM-Nutzern erscheint es zum aktuellen Zeitpunkt in Übereinstimmung mit der Einschätzung der konsultierten Gesprächspartner allerdings für wahrscheinlicher, dass dies zunächst über bilaterale Handelsabsprachen (OTC) über bestehende Kommunikationsformen (Mail, Telefon etc.) abgewickelt werden würde. *Die zusätzlichen Transaktionskosten durch diesen „GMM-Marktplatz“ werden somit als wenig relevant eingestuft.*

Hedging:

Im Rahmen der Diskussion um die Vorteile des GMM wurde hervorgehoben, dass sich für Nutzer dieses Modells ein Vermarktungsvorteil gegenüber einem regulären Endkundenvertrieb durch einen „impliziten Hedge“ ergibt. Der GMM-Vertrieb bezieht ca. 44%² seines Endkundenabsatzes zu einem festgelegten Preis, welcher sich aus dem durchschnittlichen „anzulegenden Wert“ ergibt. Somit muss der GMM-Vertrieb nur noch die verbleibende voraussichtliche Stromabsatzmenge (ca. 56%) zum regulären Marktpreis beziehen und das diesbezügliche Preisrisiko über den Terminmarkt preislich absichern („hedgen“).³ Da der Terminmarktpreis grob gesprochen die Summe aus dem erwarteten Spotmarktpreis und einem Risikoaufschlag darstellt, ist es für ein Vertriebsunternehmen wirtschaftlich vorteilhaft, wenn eine geringere Strommenge auf diesem Wege beschafft werden muss. Somit ergibt sich also ein systematischer Wettbewerbsvorteil für diejenigen Akteure, welche die komplexen Anforderungen des GMM erfüllen können, im Vergleich zu sonstigen Vertriebsunternehmen, welche nicht über die hierfür notwendige Expertise und das entsprechende Anlagen- und Vertriebsportfolio verfügen. Einige Kritiker des GMM weisen außerdem darauf hin, dass Unternehmen, welche sowohl als Direktvermarkter als auch als reguläre Stromvertriebe aktiv sind, durch eine Optimierung zwischen beiden Vertriebsarten in Abhängigkeit der Börsenpreisentwicklung einen besonders großen Wettbewerbsvorteil erhalten. Andere Akteure, insbesondere auch Befürworter des GMM, heben hingegen die vorrangige Bedeutung einer intelligenten Strukturierung des Anlagenportfolios für die mögliche Wirtschaftlichkeit des GMM hervor, und nur nachrangig den beschriebenen Hedge-Vorteil. Während es an anderer Stelle zu diskutieren wäre, ob es sich durch den beschriebenen impliziten Hedge somit um eine nicht erwünschte Marktverzerrung zwischen Stromvertriebsunternehmen handelt, ist auch unter Berücksichtigung der Einschätzung der Interviewpartner und der veröffentlichten Bewertungen des GMM *nicht ersichtlich, dass sich durch diese unterschiedlichen Hedging-Anforderungen wesentliche volkswirtschaftliche Änderungen der Gesamttransaktionskosten ergäben.*

3.2.3. Abrechnungs- und Überwachungskosten

Durch die Einführung des GMM entstehen sowohl für den GMM-Vertrieb als auch für die beteiligten Netzbetreiber (VNB, ÜNB) Abrechnungs- und Überwachungskosten. Die folgende Übersicht der einzelnen Verfahrensschritte basiert größtenteils auf BDEW (2015) sowie GMM (2015a):

- Allgemeiner Aufwand bei Netzbetreibern:
 - ÜNB: Jährliche Berechnung der „Kosten des EEG“, unter Berücksichtigung der Liquiditätsreserve, der Nachholung des EEG-Kontos sowie mit Bereinigung um den Strompreiseffekt im Zuge der EEG-Umlagebestimmung; *dies bedeutet voraussichtlich einen leicht erhöhten Aufwand bei den ÜNB; dieser ist unabhängig vom Umfang, in welchem das GMM genutzt wird.*

² Dieser Wert gilt unter der Annahme, dass das komplette Endkundenportfolio sich auf nicht-privilegierte Endkunden bezieht. Sollte im Rahmen des GMM auch die Belieferung von privilegierten Endkunden mit entsprechend anteilig reduzierten GMM-Verpflichtungen möglich sein, so würde sich dieser Wert entsprechend reduzieren. Dementsprechend würde sich in diesem Fall auch ein gegebener Vorteil durch den impliziten Hedge reduzieren. Es ist jedoch zum aktuellen Zeitpunkt nicht klar, ob und unter welchen konkreten Rahmenbedingungen dies innerhalb des GMM überhaupt möglich sein sollte.

³ Auch das Mengenrisiko (z.B. durch steigende Endkundenzahlen und somit steigende Absatzmengen, bei gleichzeitig steigenden Marktpreisen) ist entsprechend niedriger, da der GMM-Anbieter im beschriebenen Beispiel nur für ca. 56% seines Kundenzuwachses zu dann erhöhten Kosten nachbeschaffen muss, der reguläre Anbieter jedoch für 100%.

- VNB/ÜNB: GMM muss als grundsätzlich zusätzliche Vermarktungsoption als neues Element in die Datenübermittlungsstrukturen zwischen ÜNB und Anlagenbetreiber integriert werden: *dies ist mit initialen Implementierungskosten verbunden*
- GMM-spezifischer Aufwand bei der Abrechnung mit dem VNB:
 - Abwicklung der Meldung des GMM-Vermarkters an den VNB, welche Anlagen im Rahmen des GMM vermarktet werden sollen, inkl. Mitteilungen gemäß §71, EEG 2014: *Aufwand vergleichbar zu MPM / sonstige Direktvermarktung.*
 - Abwicklung der Meldung des GMM-Vermarkters an den VNB, dass diese Anlagen entgegen der Regelungen zur sonstigen Direktvermarktung auf die vermiedenen Netznutzungsentgelte verzichten: dies kann nach Einrichtung eines Verfahrens gemeinsam mit der Meldung der Vermarktungsform erfolgen: *Aufwand vergleichbar zu MPM.*
 - Netzbetreiber erstattet die vermiedenen Netznutzungsentgelte an das EEG-Konto (durch Nicht-Berücksichtigung bei der Abrechnung mit dem zuständigen ÜNB): *Aufwand vergleichbar zu MPM.*
 - Netzbetreiber bestätigt den anzulegenden Wert für Anlagen im GMM-Vertrieb und deren grundsätzliche EEG-Fähigkeit; dies erfolgt an Stelle einer Abrechnung der FEV oder MPM: *Aufwand vergleichbar MPM (bzw. etwas geringer, wenn diese Bestätigung nur einmalig für die jährliche Testierung durch den Wirtschaftsprüfer für die Endabrechnung mit ÜNB erstellt wird).*
- GMM-spezifischer Aufwand bei der Abrechnung mit dem ÜNB:
 - Meldung des GMM-Vertriebs im Vorjahr (bzw. vor Beginn des GMM-Vertriebsstarts), dass GMM-Nutzung für Folgejahr vorgesehen ist
 - Abwicklung der monatlichen Meldung des GMM-Vertriebs durch den ÜNB über:
 - § Umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatz (gemäß §74 EEG)
 - § Abgerechnete Strommengen inkl. anzulegendem Wert
 - § Anteile, welche den Lastgang der versorgten Kunden überschritten haben und somit maßgeblich für die Zahlung der Integrationsabgabe sind
 - § Berechnung über Differenz zwischen „anzulegendem Wert“ und „Kosten des EEG-Stroms“ (und somit die Höhe der monatlichen Ausgleichszahlung mit dem EEG-Konto)
 - § Berechnung der angefallenen Integrationsabgabe
 - Zahlung/Erhebung der monatlichen Ausgleichszahlung sowie Erhebung der Integrationsabgabe (innerhalb der Fristen zur Zahlung der EEG-Umlage) individuell für jeden GMM-Vertrieb durch den ÜNB (anstelle der monatlichen Zahlung der EEG-Umlage durch den Vertrieb)
 - Endabrechnung durch ÜNB mit dem GMM-Vertrieb nach Abschluss des Jahres (ebenso wie bei der Zahlung der EEG-Umlage)

- Korrekte Berechnung der gemeldeten Werte (Differenz zwischen anzulegendem Wert und Kosten des EEG, Bescheinigungen über anzulegende Werte, korrekte Abrechnung der Integrationsabgabe) wird durch den GMM-Vertrieb im Rahmen der jährlichen Endabrechnung durch ein Wirtschaftsprüferstat nachgewiesen.

Der BDEW kommt in seinem Positionspapier (BDEW 2015) zum Schluss, dass mit dem GMM ein vergleichbarer bzw. leicht geringerer Aufwand für die Verteilnetzbetreiber entsteht, als dies im Rahmen der geförderten Direktvermarktung der Fall wäre. Für Übertragungsnetzbetreiber rechnet der BDEW mit einem vergleichbaren bzw. leicht höheren Aufwand als bei der bloßen Abrechnung der EEG-Umlage. Der zusätzliche formale Aufwand für die Überprüfung und Verifizierung auf Seiten der GMM-Vertriebe durch die jährlichen Wirtschaftsprüferstate ist nach Einschätzung des BDEW sowie der interviewten GMM-Befürworter (und potenziellen GMM-Nutzer) „überschaubar“. Basierend auf den veröffentlichten Analysen sowie der weiteren geführten Interviews bestehen keine konkreten Anhaltspunkte für eine abweichende Bewertung. Der VKU kommt in seiner Stellungnahme zwar zum Schluss, der „hohe Aufwand des GMM wird auch volkswirtschaftlich ins Gewicht fallen; im Ergebnis würde parallel zum bisherigen EEG ein neues Fördersystem aufgebaut“. Allerdings werden keine konkreten Anhaltspunkte offensichtlich, welche zusätzlichen Kostenfaktoren hier langfristig ins Gewicht fallen würden.

Davon unbeschadet bleibt die naheliegende Annahme, dass zumindest die initiale Implementierung eines solchen parallelen Ansatzes (Aufbau der Berichtsstrukturen, Anpassungen standardisierter Abläufe etc.) mit einem gewissen Aufwand und somit auch mit Transaktionskosten verbunden ist, welcher nicht nur durch die GMM-Vertriebe, sondern auch durch die Netzbetreiber und unter Umständen auch (durch allgemeine Implementierung geänderter Berichtsstrukturen) zu einem kleinen Anteil durch sonstige „reguläre“ Vertriebe zu tragen wäre.

3.2.4. Sonstiges

3.2.4.1. Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die angerechneten Anlagen werden im Rahmen des MPM durch den ÜNB in das EEG-Konto einbezahlt und senken so die EEG-Umlage. Diese Reduktion für die EEG-Umlage erfolgt auch für GMM-Anlagen, ohne dass das GMM direkt von dieser Reduktion profitieren würde. Dieser Effekt wird im GMM dermaßen berücksichtigt, dass die „Kosten des EEG“ um die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte reduziert werden. Somit wirken sich unterschiedliche vermiedene Netznutzungsentgelte nicht auf die Portfolioauswahl von GMM-Vertrieben aus, und haben keinen Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage (unter der Annahme, dass das GMM insgesamt nicht die EE-Erzeugungsmenge und –struktur) beeinflusst.

Es bestehen keine Anhaltspunkte für einen volkswirtschaftlich relevanten Kosteneffekt im Vergleich zur Nutzung des MPM.

3.2.4.2. Bürgschaftskosten/Bürgschaftsrisiken

Im Rahmen der Diskussion um das GMM, und hier insbesondere um die Möglichkeit zur bevorzugten Nutzung von PV (mit hohem Marktwert) in GMM-Portfolien wurde als Argument vorgebracht, dass eine solche starke Nutzung von PV oder sonstigen EE-Technologien mit hohem anzulegendem Wert durch die begrenzte Verfügbarkeit von Bürgschaften ohnehin eingeschränkt werde.

Der grundsätzliche Mechanismus stellt sich wie folgt dar: ein Anlagenbetreiber hat die Wahl zwischen unterschiedlichen Vermarktungsformen, welche für ihn auch unterschiedliche Risiken bedeuten:

- FEV: hier besteht ein gesetzlich garantierter Anspruch auf eine Festvergütung durch den Netzbetreiber; in dieser Vermarktungsform besteht für den Anlagenbetreiber praktisch kein Ausfallrisiko für die Zahlung dieser Vergütung.
- MPM: hier besteht einerseits ein gesetzlich garantierter Anspruch auf die Marktprämie und andererseits die Möglichkeit, den Strom direkt (über einen Direktvermarkter als Dienstleister) i.d.R. über den Spotmarkt zu vermarkten. Hier besteht für den Anlagenbetreiber das Risiko, dass dieser Direktvermarkter aufgrund von Liquiditätsproblemen/Insolvenz seinen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen kann, und somit der Anlagenbetreiber ein Interesse daran hat, dass der Direktvermarkter die über ihn generierten (geplanten) Erlöse (den Marktwert des Stroms) über eine Bürgschaft absichert. Dies gilt zumindest für den Fall des üblichen sogenannten „Zweistrommodells“ zur Direktvermarktung im MPM:
 - Marktprämie wird direkt durch den VNB an den Anlagenbetreiber ausbezahlt (diese ist bspw. für PV wesentlich höher als für Wind onshore, und beträgt ein Vielfaches der reinen Vermarktungserlöse)
 - Vermarktungserlöse werden durch Vermarkter ausbezahlt; diese Summe muss durch den Vermarkter abgesichert werden.

Es gibt auch einzelne Direktvermarkter, welche Anlagen im sogenannten „Einstrommodell“ vermarkten; hier wird die Marktprämie inkl. Vermarktungserlöse durch den Vermarkter an den Anlagenbetreiber im Rahmen eines „All-Inclusive-Vertrags“ ausbezahlt. In diesem Falle müsste die komplette Vergütungshöhe abgesichert werden.

- GMM: hier muss im Gegensatz zum MPM (im Zweistrommodell), in der nur der Marktwert abgesichert werden muss, die gesamte Vergütungshöhe (Marktwert plus Marktprämie) abgesichert werden. Hierdurch wird für EE-Formen wie PV mit hohem anzulegendem Wert ein überproportional höheres Bürgschaftsvolumen benötigt, als dies bei bspw. Wind onshore der Fall wäre.

Durch die verpflichtende Vorabmeldung der Vermarktungsform beim Netzbetreiber besteht für den Anlagenbetreiber dieses Risiko zumindest bis zum nächstmöglichen Wechseltermin. Bei einer angenommenen Insolvenz des Direktvermarkters in Monat 1 kann zum Monatsende ein Wechsel mit Einmonatsfrist auf Beginn von Monat 3 vorgenommen werden. Somit sind bis zu zwei Monate der vollen Vergütungshöhe für Anlagen im GMM durch Bürgschaften abzusichern, bevor eine alternative Vermarktung bspw. im MPM (als „sicherer Hafen“) stattfinden könnte.

Die zu dieser Frage konsultierten Gesprächspartner bestätigen einhellig den beschriebenen Mechanismus, sowie die allgemein eingeschränkte Verfügbarkeit von Bürgschaften für Unternehmen wie bspw. mittelständische Direktvermarkter (unabhängig von hierfür anfälligen Gebühren). Es wurde im Rahmen dieser Analyse nicht detailliert untersucht, in welchem Umfang dies tatsächlich die einzelnen Akteure einschränkt und beeinflusst. *Allerdings bestehen keine Hinweise, dass dieser Aspekt die volkswirtschaftlichen Transaktionskosten des Gesamtsystems wesentlich beeinflussen würde.* Vielmehr würde dieser Effekt wohl in erster Linie zu relativen

Marktvorteilen respektive -nachteilen für einzelne Vertriebsunternehmen im Rahmen des GMM führen,⁴ und die Auswahl der Anlagen im Portfolio eines GMM-Vertriebs beeinflussen.

3.2.4.3. Stromkennzeichnung

Im Rahmen des GMM besteht kein integraler umfassender Vorschlag zur Umsetzung der Anforderungen im Rahmen der Stromkennzeichnung. Der BDEW hat in seinem Positionspapier umfassend offene Fragen und mögliche Regelungsansätze beschrieben. Hinsichtlich der damit verbundenen Transaktionskosten ist vermutlich in erster Linie die Frage relevant, ob die Ausweisung der erneuerbaren Eigenschaft im Rahmen der GMM-Vermarktung über Herkunftsnachweise erfolgt, oder ob eine durch ein Wirtschaftsprüferattest nachgewiesene Erfüllung der GMM-Vorgaben ausreichend für die Bilanzierung im Rahmen der Stromkennzeichnung ist.

Eine Erfassung über Herkunftsnachweise würde die Registrierung der betreffenden Anlagen im HKNR des UBA erfordern, sowie die monatliche Übermittlung der erzeugten und eingespeisten Strommengen. Nach der automatischen Ausstellung müssten die HKN dann durch den GMM-Vertrieb zum Zwecke der Stromkennzeichnung entwertet werden. Dieser Aufwand wäre wohl dann zu erwägen, wenn entweder die ausgestellten Herkunftsnachweise frei handelbar wären (was zum aktuellen Zeitpunkt wohl nicht vorgesehen ist, und nach Einschätzung sowohl des BDEW als auch des Autors auch nicht sinnvoll wäre), wenn eine differenzierte Ausweisung der entsprechenden Mengen (z.B. Wind onshore, PV, Biomasse, ...) erfolgen sollte, oder wenn ohnehin eine Vollerfassung aller Strommengen (inkl. EEG-Mengen) durch das HKNR vorgesehen wäre.

Die Umsetzung der Anforderungen in Form einer pauschalen Ausweisung analog der bisherigen Regelungen zum EEG, könnte ohne nennenswerten Mehraufwand durch das ohnehin zu erstellende Wirtschaftsprüferattest mit abgedeckt werden. In dem Kontext müsste jedoch noch näher betrachtet werden, welche Auswirkungen dies auf die jährlichen Prüfpflichten von BNetzA und UBA hinsichtlich der ausgewiesenen Stromkennzeichnung und der Nutzung von Herkunftsnachweisen für EE-Strom hätte.

Unabhängig von der gewählten Bilanzierungsgrundlage wären die GMM-spezifischen Kosten (ggf. in Form von HKNR-Nutzungsgebühren) durch die GMM-Vertriebe selbst zu tragen, was aber volkswirtschaftlich gesehen Mehrkosten in geringem Umfang bedeuten würde.

An dieser Stelle soll noch angemerkt werden, dass GMM-Vertriebe durch die konkrete Anrechnung von EEG-Strom einen Kostenvorteil dadurch erzielen können, dass sie für die Erstellung eines rein erneuerbaren Endkundenportfolios lediglich Herkunftsnachweise für ca. 56 % ihres Vertriebsvolumens beschaffen müssen. Bei der regulären Regelung zur Ausweisung der EEG-Mengen in der Stromkennzeichnung muss ein Vertrieb hierfür 100 % seines Vertriebsvolumens über zusätzliche Herkunftsnachweise abdecken. Ob eine solche unterschiedliche Situation bei der Stromkennzeichnung für GMM-Vertriebe im Vergleich zu regulären Stromvertrieben im Rahmen der bestehenden rechtlichen Regelungen (inkl. einer möglichen Verordnung auf Basis der bestehenden Verordnungsermächtigung) juristisch abgedeckt und grundsätzlich angemessen wäre, kann im Rahmen dieses Kurzgutachtens nicht beurteilt werden.

⁴ Inwiefern die Verfügbarkeit von Bürgschaften sich für unterschiedliche Unternehmen genau unterscheidet und welche Unternehmen somit konkret hierdurch benachteiligt würden, wurde im Rahmen dieser Bewertung nicht detailliert recherchiert. Die erhaltenen Rückmeldungen unterstützen jedoch den vermuteten Vorteil für tendenziell große Unternehmen mit umfassendem Kapitalstock, allgemein guter Bonität und vergleichsweise geringem *relativem* Direktvermarktungsvolumen.

3.2.4.4. Notwendige rechtliche Änderungen

Die vorliegende Analyse umfasst nicht die volkswirtschaftlichen Kosten, welche mit einer initialen Überarbeitung des geltenden Rechts- und Regulierungsrahmens einhergehen. Ein solcher Überarbeitungsbedarf ergäbe sich durch den Erlass einer Verordnung zum Grünstrommarktmodell selbst, aber auch beispielsweise durch ggf. notwendige Überarbeitungen des EnWG (Stromkennzeichnung), der HKN-spezifischen Regelungen in EEG, HkNV und HkNDV, der StromNEV oder bei der Beschreibung der Meldeverfahren (inkl. Berichtsstandards der Netzbetreiber).

3.3. Zusammenfassung und Fazit

In der vorliegenden Analyse werden unterschiedliche Kostenaspekte hinsichtlich ihrer volkswirtschaftlichen Transaktionskosten bewertet. Eine quantitative Analyse war in diesem Rahmen nicht möglich. Die qualitative Bewertung zeigt jedoch, dass für die beleuchteten einzelnen Kostenaspekte keine oder nur eingeschränkte Auswirkungen auf die Gesamtkosten identifiziert werden konnten. Bei einer abschließenden Abwägung zwischen Kosten und Nutzen des GMM sollte berücksichtigt werden, dass sich das GMM nach einhelliger Einschätzung aller Akteure nur durch eine begrenzte Anzahl potenzieller Vertriebe umsetzen ließe, und somit die damit einhergehenden Effekte für die Gesamtheit aller Akteure, relativ betrachtet, ohnehin gering wären.

Einschränkend für das Ergebnis der Analyse muss festgestellt werden, dass die initialen Transaktionskosten für die Einführung eines neuen EEG-Mechanismus (Änderung des Rechtsrahmens sowie der Berichtsstrukturen z.B. zwischen Netzbetreibern und Vertrieben und Anlagenbetreibern) hier nicht mit berücksichtigt wurden. Ebenso wenig wurde das von einigen Akteuren benannte Argument beleuchtet, dass durch die Komplexität des GMM die Ausbildung eines GMM-Oligopols von wenigen „GMM-befähigten“ Direktvermarktern begünstigt werden könnte, und sich hierdurch volkswirtschaftlich relevante Kosteneffekte ergeben könnten.

Die Auswertung der verfügbaren Literatur sowie die Gespräche mit verschiedenen Stakeholdern führen zum Schluss, dass sich ein Großteil der diskutierten Kostenaspekte weniger auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten, sondern hauptsächlich auf die Verteilung zwischen unterschiedlichen Akteursgruppen auswirken würde, insbesondere auch zwischen den unterschiedlichen Stromvertriebsunternehmen, welche das GMM potenziell selbst für sich nutzen könnten. Als GMM-spezifische wettbewerblich positive Faktoren für Stromvertriebsunternehmen lassen sich hier bestehende Erfahrung in der Direktvermarktung von EEG-Strom, der Zugriff auf ein umfassendes Direktvermarktungsportfolio, hohe Anteile an RLM-Kunden im Kundenstamm sowie eine gute Verfügbarkeit von Bürgschaften identifizieren. Insofern sollte eine abschließende Bewertung der Kosteneffekte des GMM somit insbesondere berücksichtigen, inwiefern hierdurch möglicherweise eine unbeabsichtigte Marktverzerrung erfolgen würde.

Literaturverzeichnis

Agora (2015): Veranstaltung „Expertendialog Grünstrom Direktvermarktung“ am 18. Februar 2015, inkl. Vorbereitender Unterlagen

BDEW (2015): „Positionspapier zum Grünstrommarktmodell“ (7.05.2015)

EEG 2012: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012)

EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014)

GMM (2015a): Clean Energy Sourcing, EWS, Greenpeace Energy, MVV Energie, Naturstrom: Präsentation: „Das Grünstrom-Markt-Modell: Saubere Energie direkt zum Kunden, Die Weiterentwicklung des Modells“, Status 13.03.2015

GMM (2015b): Clean Energy Sourcing, EWS, Greenpeace Energy, MVV Energie, Naturstrom: Präsentation: „Das Grünstrom-Markt-Modell: Saubere Energie direkt zum Kunden, Vorschlag für ein optionales Direktvermarktungsmodell, Status 21.04.2015

UBA (2014): Umweltbundesamt (Hrsg): IE Leipzig, Ecofys Germany, GET AG: Marktanalyse Ökostrom; Endbericht, Dessau 2014

VKU (2015): „Eckpunkte zur Vermarktung von EEG-gefördertem Grünstrom“ (9. April 2015) sowie „Vermarktung von EEG-Strom als Grünstrom – Vergleich des GMM mit dem VKU-Modell“ (17.04.2015)

Interviews:

- Bernd Hofmann (MVV), am 29.04.2015
- Daniel Hölder (Clean Energy Sourcing) am 29.04.2015, sowie weiterer punktueller Austausch
- Marcel Keiffenheim (Greenpeace Energy eG) am 27.04.2015, sowie weiterer punktueller Austausch
- Stefan Thimm (BDEW) am 08.05.2015
- Winfried Vaudlet (EnBW / BDEW), am 12.02.2015
- Jürgen Weigt (VKU) und Remko Fittschen (Hamburg Energie), am 04.05.2015, sowie weiterer punktueller Austausch