Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben I:
Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien
Erstellt im Auftrag des BMWI durch:
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)
  Dr. Marian Klobasa
  Dr. Anke Eßer
  Dr. Ben Pfluger
  Dr. Frank Sensfuß
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse (IWES)
  Michael von Bonin
  Norman Gerhardt
Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM)
  Verena Lerm
  Dennis Nill
  Simon Schäfer-Stradowsky

Karlsruhe, September 2016
Inhaltsverzeichnis

1. **MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE UND DER BEDIENTEN STROMMÄRKTE IN DER DIREKTVERMARKTUNG** ................................................................. 1
   1.1. Entwicklung der vermarktetem Leistung in der Direktvermarktung .......................... 1
   1.2. Direktvermarktete Energiemengen ........................................................................ 5
   1.3. Trendfortschreibung für die kommenden 12 Monate .............................................. 7
   1.4. Akteursstruktur ..................................................................................................... 10
2. **DISKUSSION RELEVANTER HEMMNISSE UND ANREIZE** ............................... 14
3. **MONITORING NEGATIVE PREISE UND VERGÜTUNG IN AUSNAHMFÄLLEN** .......... 15
   3.1. Anzahl Stunden negative Preise ............................................................................. 15
   3.2. 6 Stunden negative Preise am Stück ....................................................................... 17
   3.3. Preise für Intra-Day-Handel und Ausgleichsenergie ................................................. 19
   3.4. Vergütung in Ausnahmefällen ................................................................................. 20
4. **LITERATURVERZEICHNIS** ..................................................................................... 22
Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Anlagenleistung in der Marktprämie nach Anlagentechnologien von 2012 bis 2016................................................................. 1

Abbildung 2: Entwicklung der PV-, Biomasse-, Offshore-Wind- und sonstiger Anlagenleistung in der Marktprämie von 2012 bis 2016.................................................. 2

Abbildung 3: Anteil der installierten Leistung in der Direktvermarktung nach erneuerbaren Energietechnologien von 2012 bis 2016................................. 3

Abbildung 4: Installierte PV-Leistung in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs nach Anlagengröße (Status September 2016)........................... 3

Abbildung 5: Anlagenleistung in der sonstigen Direktvermarktung............................... 4

Abbildung 6: Anteil der erneuerbaren Energiemengen aus Wind- und PV-Anlagen in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs.......................... 6

Abbildung 7: Anteil der erneuerbaren Energiemengen aus Biomasse, Wasserkraft und sonstige erneuerbare Technologien in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs.................................................. 6

Abbildung 8: Monatlicher Zubau der Windenergie nach Anlagenregister von 2014 bis 2016.................................................................................................................. 7

Abbildung 9: Anteil Anlagen Windenergie an Land mit weniger als 3 MW Nennleistung im Zeitraum August 2014 bis Juni 2016......................................................................... 8

Abbildung 10: Monatlicher Zubau bei PV-Anlagen und Biomasse von 2014 bis 2016.......... 8

Abbildung 11: Zubau an PV-Anlagen mit weniger als 100 kW und spezifischer Anteil am gesamten PV-Zubau......................................................................................... 9

Abbildung 12: Monatliche Veränderung der Anlagenleistung in der Direktvermarktung mit Marktprämie von September 2015 bis September 2016............................. 10

Abbildung 13: Entwicklung der vermarkteten Leistung des Direktvermarktnungsportfolios von ausgewählten Direktvermarktern......................................................... 11

Abbildung 14: Veränderung des Direktvermarktnungsportfolios von ausgewählten Direktvermarktern zwischen 01/2015 und 01/2016.................................................. 12


Abbildung 16: Auftreten negativer Strompreise nach Monat, Wochentag und Tagesstunde am Day-Ahead EPEX-Spot Markt 2012 bis 2016........................................... 16

Abbildung 17: Dauer der negativen Strompreise an der EPEX-Spot.................................... 17
Abbildung 18: Anzahl Ereignisse mit negativen Preisen über 6 Stunden nach Monaten........18
Abbildung 19: Letzte Stunde in Intervallen mit mindestens 6 Stunden negativen Preisen ......18
Abbildung 20: Durchschnittlicher Intraday-Preis zu den Zeiten, wo der Day-Ahead-Preis
negativ, beziehungsweise positiv ausfällt..............................................................19
Abbildung 21: EPEX-Spot Preise Day-Ahead und Intraday (Average) und erwartete
Wind/Solar Einspeisung am 08.05.2016..................................................................20
Abbildung 22: Anlagen in der Vergütung in Ausnahmefällen ....................................21
Abbildung 23: Zunahme, Abnahme und Netto-Veränderung der Leistung in der
Vergütung in Ausnahmefällen ..................................................................................21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vermarktetene Energiemengen in der Direktvermarktung mit Marktprämie
von 2012 bis 2015....................................................................................................5
Tabelle 2: Auswahl präqualifizierter Direktvermarkter im Regelleistungsmarkt.............13
1. Monitoring der Vermarktungsanteile und der bedienten Strommärkte in der Direktvermarktung

1.1. Entwicklung der vermarktetem Leistung in der Direktvermarktung

Marktpämie


Abbildung 1: Entwicklung der Anlagenleistung in der Marktpämie nach Anlagentechnologien von 2012 bis 2016

Quelle: Netztransparenz.de
Die übrigen erneuerbaren Technologien in der Direktvermarktung umfassen ca. 18.000 MW im September 2016 (siehe Abbildung 2). Den größten Anteil hat daran die Photovoltaik mit ca. 8.000 MW gefolgt von der Biomasse mit 5.000 MW und der Windenergie auf See mit ca. 4.000 MW. Die sonstigen Technologien (Wasserkraft, Geothermie und die Erneuerbaren Energien Gase) umfassen zusammen ca. 1.000 MW. Auch bei diesen Technologien hat sich ein leichter Rückgang bei der vermarkteten Leistung im April 2015 ergeben. Insgesamt wurde im September 2016 eine Leistung von 58.485 MW in der Marktprämie vermarktet. Das entspricht einem Anteil von ca. 60 % der im EEG vergüteten Leistung.


Der Anteil der installierten Leistung je Technologie, der in der Direktvermarktung ist, liegt für Windenergie mit über 90 % am höchsten (siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.). Die Offshore Windenergie wird fast ausschließlich direkt vermarktet. Bei der Biomasse liegt der Anteil der direktvermarkteten Leistung mittlerweile bei ca. 75 %. Wasserkraft und die Klär-, Deponie- und Grubengase vermarkten ca. 50 % ihrer Leistung direkt. Über alle Technologien im EEG wird aktuell ca. 60 % der installierten Leistung vermarktet. Den geringsten Anteil direktvermarkteter Leistung hat die Photovoltaik mit ca. 20 % der installierten Leistung. Dies umfasst insbesondere Anlagen, die größer als 1000 MW sind (siehe Abbildung 4). Hier beträgt der Anteil mittlerweile ca. 70 %. Anlagen mit einer Leistung kleiner als 1000 MW werden in einem sehr viel geringeren Umfang direkt vermarktet.

Abbildung 4: Installierte PV-Leistung in der Direktvermarktung und der Vermarktung durch die ÜNBs nach Anlagengröße (Status September 2016)
Sonstige Direktvermarktung


Abbildung 5: Anlagenleistung in der sonstigen Direktvermarktung

Quelle: Netztransparenz.de
1.2. Direktvermarktete Energiemengen


Tabelle 1: Vermarktete Energiemengen in der Direktvermarktung mit Marktprämie von 2012 bis 2015

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2012</th>
<th>2013</th>
<th>2014</th>
<th>2015</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Wasser</td>
<td>1.880</td>
<td>2.440</td>
<td>2.726</td>
<td>2.861</td>
</tr>
<tr>
<td>Deponie-, Klär-, Grubengas</td>
<td>139</td>
<td>273</td>
<td>983</td>
<td>891</td>
</tr>
<tr>
<td>Biomasse</td>
<td>9.891</td>
<td>16.644</td>
<td>25.495</td>
<td>29.475</td>
</tr>
<tr>
<td>Geothermie</td>
<td>0</td>
<td>12</td>
<td>45</td>
<td>53</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind onshore</td>
<td>34.315</td>
<td>41.844</td>
<td>48.349</td>
<td>64.147</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind offshore</td>
<td>640</td>
<td>905</td>
<td>1.299</td>
<td>8.140</td>
</tr>
<tr>
<td>PV</td>
<td>1.025</td>
<td>3.526</td>
<td>5.444</td>
<td>6.558</td>
</tr>
<tr>
<td>Gesamt</td>
<td>47.890</td>
<td>65.644</td>
<td>84.342</td>
<td>112.126</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Quelle: nach EEG-Jahresabrechnung auf netztransparenz.de

Der Anteil der Direktvermarktung hat sich seit Einführung der Marktprämie in 2012 deutlich gesteigert. So werden bei der Windenergie an Land ca. 90 % der erzeugten Strommenge direktvermarktet (siehe Abbildung 6). Bei der Windenergie auf See wird nahezu die gesamte Strommenge durch Direktvermarkter vermarktet. Bei der PV-Erzeugung ist der Anteil der Vermarktung durch die ÜNBs am größten und umfasst ca. 80 % der eingespeisten Menge. Die anderen Vermarktungsformen haben nur eine sehr geringe Bedeutung.
Bei der Biomasse, der Wasserkraft und den sonstigen EEG-geförderten Technologien liegt der Anteil der Erzeugung, der durch die ÜNBs vermarktet wird, unterhalb der Windenergie und deutlich höher als bei der PV (siehe Abbildung 7). Auch hier haben und hatten die anderen Direktvermarktungsformen mit Ausnahme der Deponie-, Klär und Grubengase keine größere Bedeutung.
1.3. Trendfortschreibung für die kommenden 12 Monate


Zubau bei den Erneuerbaren Technologien


Quelle: Anlagenregister, BNetzA

Mit dem EEG 2014 gilt seit dem 1.8.2014 für Neuanlagen eine verpflichtende Direktvermarktung ab einer Anlagengröße von 500 kW, die für Neuanlagen ab dem 1.1.2016 auf 100 kW weiter abgesenkt worden ist. Im PV-Bereich ist der absolute Zubau von Anlagen kleiner als 100 kW in den letzten Jahren wie der gesamte PV-Zubau deutlich zurückgegangen (siehe Abbildung 11). Der relative Anteil ist jedoch seit 2012 kontinuierlich gestiegen und liegt im ersten Halbjahr 2016 bei ca. 60 %, d.h. mehr als die Hälfte des Zubaus im PV-Bereich kommt aus Anlagen, die kleiner sind als 100 kW sind. Insgesamt beläuft sich die zugebaute Anlagenleistung von Anlagen kleiner 100 kW in 2016 bisher auf ca. 300 MW.

Abbildung 11: Zubau an PV-Anlagen mit weniger als 100 kW und spezifischer Anteil am gesamten PV-Zubau.

**Monatliche Änderung in der Direktvermarktung**

In den letzten zwölf Monaten ist die Leistung in der Direktvermarktung mit Marktpremie im Mittel um ca. 650 MW pro Monat angestiegen, die vor allem aus einer Zunahme der vermarktetem Windleistung an Land resultiert (siehe Abbildung 12). Daneben sind auch die vermarkteteten Leistungen bei PV-Anlagen und bei der Windenergie auf See angestiegen. Die anderen Technologien sind in ihrer Leistung relativ konstant geblieben.
Für die kommenden 12 Monate wird eine weitere Zunahme der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung erwartet, die sich zum einen aus dem Zubau an Anlagen ergibt. Eine weitere Gewinnung an Bestandsanlagen ist in begrenztem Maße noch im Bereich PV-Anlagen und Biomasse zu erwarten.

1.4. Akteursstruktur

Auf Basis der jüngsten Befragung der Energie & Management zur Direktvermarktung lassen sich aktuelle Entwicklungstendenzen aufzeigen (siehe Abbildung 14). Die bisher führenden Direktvermarkter haben ihr Portfolio in etwa konstant gehalten oder sind leicht geschrumpft (Statkraft, Danske Commodities, E2M, Clens). Deutlich vergrößert haben sich u.a. die MVV und die EnBW, die im Frühjahr auch die Aktivitäten der Grundgrün Energie GmbH übernommen hat. Damit ist ein größerer Direktvermarkter komplett vom Markt verschwunden.

**Abbildung 13: Entwicklung der vermarktetem Leistung des Direktvermarktungsportfolios von ausgewählten Direktvermarktern**

Quelle: Befragung Energie & Management 2013 - 2016
Ein Großteil der Vermarkter ist auch für den Regelenergiemarkt präqualifiziert und setzt hier insbesondere Biomasseanlagen ein. Mittlerweile werden durch die Direktvermarkter sämtliche Regelenergiearten angeboten (siehe Tabelle 2).
### Tabelle 2: Auswahl präqualifizierter Direktvermarkter im Regelleistungsmarkt

<table>
<thead>
<tr>
<th>Anbieter</th>
<th>PRL</th>
<th>SRL</th>
<th>MRL</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Axpo Deutschland GmbH</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>BS Energy Braunschweiger Versorgungs-AG &amp; Co.KG</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Caterva GmbH</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Clean Energy Markets Access GmbH</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Danske Commodities A/S</td>
<td></td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>E.ON Global Commodities SE</td>
<td></td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>EnBW Kraftwerke AG</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Energiedienst Holding AG</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Energieversorgung Offenbach AG</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Energieversorgung Schwerin GmbH &amp; Co. Erzeugung KG</td>
<td></td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Energy2market GmbH</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>EWE Trading GmbH</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>GETEC Energie AG</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Hamburg Energie GmbH</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Lechwerke AG</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mark-E AG</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Markedskraft ASA</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>MVV Energie AG</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>N-ERGIE Aktiengesellschaft</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Next Kraftwerke GmbH</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Quantum GmbH</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>RWE International SE</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>RWE Supply &amp; Trading GmbH</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Stadtwerke Düsseldorf AG</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Stadtwerke Hannover AG (enercity)</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Stadtwerke Rosenheim</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Stadtwerke Tübingen GmbH</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Statkraft Markets GmbH</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Steag GmbH</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>SWM Services GmbH</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Trianel GmbH</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V.</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>Vattenfall Europe Generation AG</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
<tr>
<td>WEMAG AG</td>
<td></td>
<td></td>
<td>X</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Quelle: regelleistung.net (Stand: 31.08.2016)
2. Diskussion relevanter Hemmnisse und Anreize

Netzanschluss bei Flexibilisierung:

Fernsteuerbarkeit:
3. Monitoring negative Preise und Vergütung in Ausnahmefällen

3.1. Anzahl Stunden negative Preise


Stunden mit negativen Strompreisen treten insbesondere im Winter aber auch in der Übergangszeit im Frühjahr auf (siehe Abbildung 16). Negative Preise treten insbesondere in Zeiten mit niedriger Stromnachfrage am Wochenende bzw. an Feiertagen auf. Bei vornehmlich windbedingten Situationen liegen die Stunden in der Nacht. Werden negative Strompreise durch eine starke PV-Einspeisung verursacht, treten die negativen Preise häufig am Sonntagnachmittag zwischen 13 Uhr und 15 Uhr auf.

Der minimale Strompreis ist an der EPEX-Spot mit -130 €/MWh am 8.5.2016 (Sonntag) um 14 Uhr aufgetreten. Zu diesem Zeitpunkt war noch eine konventionelle Leistung von knapp 15 GW am Netz (ca. 5 GW Kernenergie, 6 GW Braunkohle, 4 GW andere konventionelle Kraftwerke) und die Stromnachfrage erreichte ca. 59 GW. Zusätzlich wurden etwa 8 GW Strom ins Ausland exportiert.¹ Die konventionelle Erzeugung hatte daher einen Anteil an der Stromproduktion von weniger als 30 %, die restliche Erzeugung resultierte aus erneuerbaren Energien. Gleichzeitig ist eine hohe

¹ ENTSO-E Transparency Platform – Generation and Transmission Data
Stromproduktion aus Wind und PV-Anlagen von knapp 48 GW (davon ca. 21 GW Wind an Land) erwartet worden, was ca. 54 % der installierten Wind- und PV-Leistung entspricht. Tatsächlich eingespeist haben dann ca. 40 GW, da ein größerer Anteil der Winderzeugung abgeregelt worden ist.

Quelle: EPEX-Spot, Stundenangaben in Winterzeit


2 netztransparenz.de: Online Hochrechnung der IST-Werte für Wind- und Solarenergie ohne Berücksichtigung von Reduzierungen der Einspeiseleistung
3.2. 6 Stunden negative Preise am Stück


Abbildung 17: Dauer der negativen Strompreise an der EPEX-Spot

Abbildung 18: Anzahl Ereignisse mit negativen Preisen über 6 Stunden nach Monaten

Die Perioden mit mindestens 6 Stunden negativer Strompreise sind insbesondere in der Nacht aufgetreten und endeten dann am Morgen zwischen 6 und 9 Uhr oder sind am Mittag aufgetreten und endeten dann um 17 oder 18 Uhr (siehe Abbildung 19).

Abbildung 19: Letzte Stunde in Intervallen mit mindestens 6 Stunden negativen Preisen
3.3. Preise für Intra-Day-Handel und Ausgleichsenergie


![Intradaypreise](image)

**Abbildung 20: Durchschnittlicher Intraday-Preis zu den Zeiten, wo der Day-Ahead-Preis negativ, beziehungsweise positiv auffällt.**

3.4. Vergütung in Ausnahmefällen

Mit dem EEG 2014 ist auch die Vergütung in Ausnahmefällen eingeführt worden, die eine Mindestvergütung etwa für den Fall einer Insolvenz eines Direktvermarkters erlaubt. Diese Vergütung wird nur von sehr wenigen Anlagen insbesondere im Bereich der PV-Anlagen und der Windanlagen genutzt. Insgesamt nutzt eine installierte Leistung von ca. 7 MW aktuell die Vergütung in Ausnahmefällen (siehe Abbildung 22). In etwas größerem Umfang wurde die Vergütung in Ausnahmefällen nach Einführung der verpflichtenden Fernsteuerbarkeit im April 2015 genutzt.

Die Anlagen nutzen die Vergütung in Ausnahmefällen in der Regel nur für eine sehr kurze Dauer (siehe Abbildung 23) und wechseln dann wieder in die Marktprämie.
Abbildung 22: Anlagen in der Vergütung in Ausnahmefällen

Abbildung 23: Zunahme, Abnahme und Netto-Veränderung der Leistung in der Vergütung in Ausnahmefällen
4. Literaturverzeichnis


EPEX-Spot: European Power Exchange, Day-Ahead Auction, Marktdaten online verfügbar unter: http://www.epexspot.com/de/