

## Kurzkommentar zur Neuberechnung der EEG Umlage 2011:

Niels Ehlers niels.ehlers@tu-berlin.de

### Einleitung

Am 15.10.2010 veröffentlichten die Netzbetreiber die EEG-Umlage für das Jahr 2011. Insbesondere aufgrund des starken Zubaus neuer Photovoltaikanlagen musste diese von 2,05 Cent/kWh auf 3,53 Cent/kWh angehoben werden. Allein für das Jahr 2010 wird der Zubau neuer Anlagen auf knapp 10.000MW geschätzt wodurch sich die gesamt installierte Leistung fast verdoppelt. Die Netzbetreiber gehen weiterhin davon aus, dass dieser Zubau anhält so dass die installierte Leistung Ende 2011 fast 30 GW erreicht.

|   |           |
|---|-----------|
| Installierte Leistung am Jahresende 2009 (Ist): | 9.899 MW  |
| Installierte Leistung am Jahresende 2010:       | 19.399 MW |
| Installierte Leistung am Jahresende 2011:       | 28.899 MW |

**Tabelle 1 Installierte Photovoltaikleistung<sup>1</sup>**

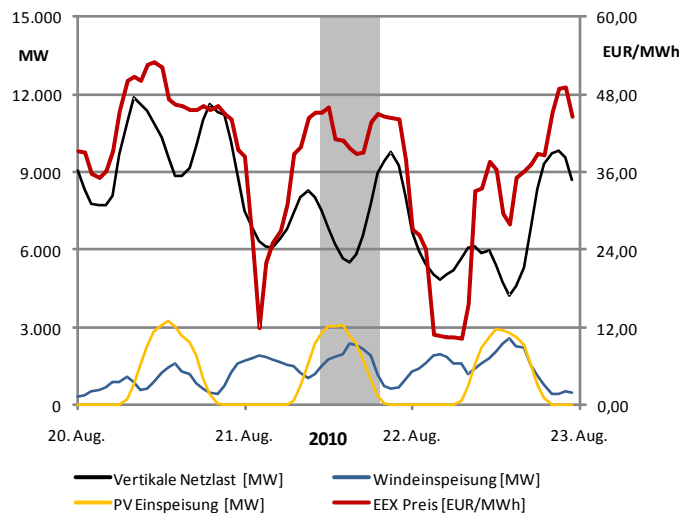
Unter Annahme von ca. 1000 Volllaststunden ergibt dies eine Stromerzeugung von 19,4 TWh im Jahr 2011<sup>1</sup>. Bei einer erwarteten Vergütung von 8.020,6 Mio. Euro entspricht dies mittleren Stromgestehungskosten von etwa **413 Euro/MWh!**

Der gesamte Strom der Photovoltaikanlagen wird von den Übertragungsnetzbetreibern an der Strombörse EPEX vermarktet [Ausglmechav2010]. In der Vergangenheit waren die Strommengen aus Photovoltaikanlagen sehr gering, der Einfluss des Solarstroms an der Börse konnte größtenteils vernachlässigt werden. Anders sah es beim Wind aus, da hier bereits große Strommengen unlimitiert an der Börse verkauft wurden, sanken die Strompreise in Zeiten hoher Windeinspeisung. Insgesamt sinkt durch diesen Einfluss auch der gesamte Börsenpreis, d.h. der Mittelwert aller Stunden, ob mit oder ohne Windeinspeisung. Im Verhältnis zum Gesamtpreis sinkt der Strompreis in Stunden starker Windeinspeisung jedoch stärker, weshalb sich für den Windstrom ein Vermarktungswert von etwa 85 Prozent des Durchschnittspreises ergibt. Für die monetäre Bewertung zukünftiger Windstrommengen wird daher dieser Wert als **Profilmfaktor** angesetzt [Sensfuss2008]. Während Windstrom auch zu Schwachlastzeiten in der Nacht einspeist, wird Solarstrom tagsüber produziert, insbesondere in Spitzenlaststunden in denen der Preis nach bisherigen Erfahrungen über dem Durchschnittspreis des Tages liegt. Bei nur geringen Solarstrommengen können diese demnach zu Preisen vermarktet werden, die über dem Referenz-Durchschnittspreis liegen, der Profilmfaktor ist somit größer als eins. In der Literatur wird daher ein Wert von ca. 120 Prozent angenommen<sup>2</sup>.

- In der Neuberechnung der EEG-Umlage für 2011 wird der erwartete Solarstrom mit diesem Profilmfaktor von 120% bewertet. Nach ersten Berechnungen unseres Fachgebiets ist dies jedoch bei einem derartigen Zubau von PV-Anlagen in der Form nicht mehr gültig. Dadurch, dass die Einspeisung von Solarstrom nicht zeitlich oder geografisch streut, sondern ein Großteil der Strommengen zu gleichen Zeitpunkten anfällt, hat dies auch zunehmenden Einfluss auf den Strompreis. Bereits heute liegt die Einspeisung der PV-Anlagen in der Größenordnung von Windstrom, so dass bereits jetzt ein Rückgang der vertikalen Netzlast und preisdämpfende Effekte in den sonnenstarken Mittagsstunden zu beobachten sind. Die untere Abbildung zeigt dies exemplarisch anhand einer Lastsituation innerhalb der TENNET Regelzone im August 2010.

<sup>1</sup> [http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg\\_kwk/2010\\_10\\_15\\_Foliensatz\\_zur\\_Veroeffentlichung\\_final.pdf](http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2010_10_15_Foliensatz_zur_Veroeffentlichung_final.pdf)

<sup>2</sup> [http://eeg.tuwien.ac.at/events/iewt/iewt2009/papers/2D\\_3\\_SENSFUSS\\_F\\_P.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/events/iewt/iewt2009/papers/2D_3_SENSFUSS_F_P.pdf).



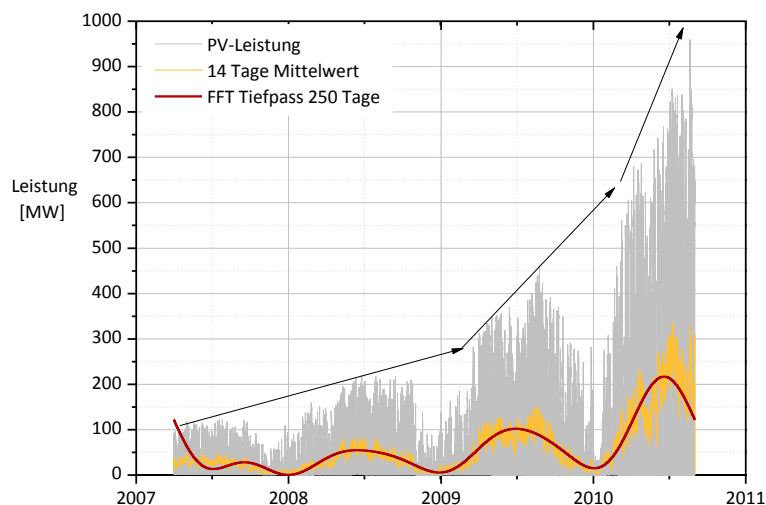
**Abbildung 1** Netzsituation innerhalb der Tennet-Regelzone im August 2010 bei hoher PV-Einspeisung

Es stellt sich daher die Frage, ob ein Profilkoeffizient von 120 Prozent auch bei derart hohen Solarstrommengen korrekt ist. Erste Simulationsrechnungen scheinen dies aus unserer Sicht zu widerlegen.

### Modellanalyse

Für eine quantitative Bewertung wurde auf ein Simulationsmodell zurückgegriffen, mit dem zusätzliche Strommengen mit historischen Gebotskurven der EEX kombiniert wurden, so dass das Ergebnis die Frage beantwortet: **„Wie hoch wäre der Börsenpreis gewesen, hätte der Netzbetreiber in dieser Stunde eine zusätzliche Strommenge X unlimitiert an der Börse angeboten?“**

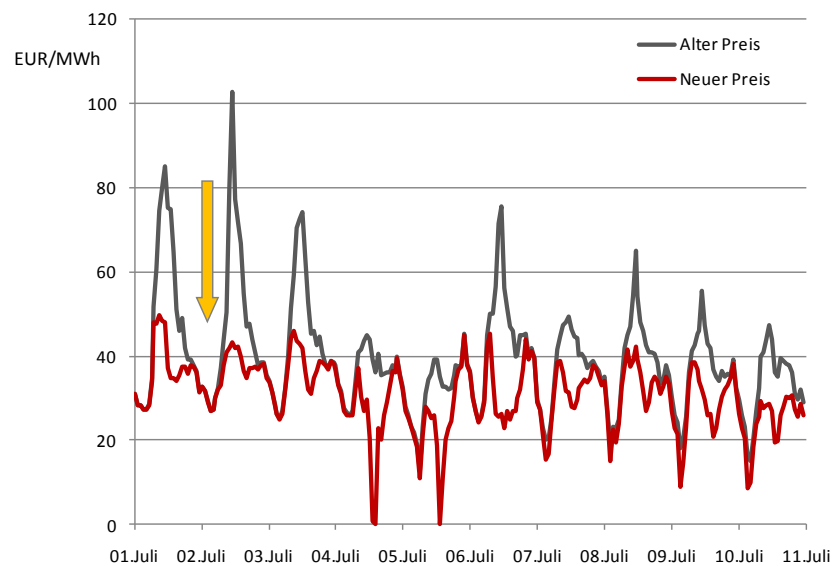
Da diesem Ansatz kein Fundamentalmotell eines Kraftwerksparks zu Grunde liegt, sondern nur die tatsächlichen Gebote der Marktteilnehmer, ist ganz klar, dass mittelfristige Anpassungseffekte nicht berücksichtigt werden können. Dennoch liefert das Modell wichtige Hinweise auf die Preissensitivität des Marktes und Anhaltspunkte zur Berücksichtigung dieser Rückkopplungen bei der Berechnung des Profilkoeffizienten. Als Datenbasis dienten die Gebotskurven aller Stunden im Jahr 2009. Die PV-Einspeisung wurde den veröffentlichten Einspeisedaten der 50Hertz Transmission Regelzone entnommen, die im unteren Bild dargestellt sind.



**Abbildung 2** Eingespeiste Windleistung innerhalb der 50Hertz Regelzone<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Datenquelle: 50Hertz Transmission Webseite [www.50hertz-transmission.net](http://www.50hertz-transmission.net)

Nachteil dieser Datenbasis war die Tatsache, dass innerhalb des Jahres ein Zubau an Anlagen erfolgte, so dass die maximal mögliche Einspeiseleistung am Ende des Jahres höher war als zu Beginn. Da aber auch in den folgenden Jahren mit einem weiteren Zubau gerechnet wird, muss dieser Effekt nicht herausgerechnet werden.



**Abbildung 3 Einfluss zusätzlicher Solarstrommengen auf die Börsenpreise (bei 20 GW PV)**

Die Simulationsrechnungen zeigen teils erhebliche Preisauswirkungen in beide Extreme. Positive Preisspitzen werden deutlich reduziert, an den Wochenenden sinkt der Preis oft auch auf null (Abbildung 3). Die untere Preisgrenze ist für die Auswertung ganz entscheidend, denn Preisausreißer zu negativen Preisen können erhebliche Auswirkungen auf die gesamte Vergütung haben, da in diesen Stunden besonders große Strommengen vermarktet werden und dies daher eine erhebliche Preiswirkung hat.

Die Simulationsrechnungen, deren Ergebnisse auf der nächsten Seite dargestellt sind, wurden daher für mehrere negative Preisgrenzen durchgeführt, da sich die Neuregelung der Verordnung zum Ausgleichsmechanismus erst im Referentenentwurf befindet.

Für das Jahr 2009 stimmen die Ergebnisse von ca. 113% für den Profilmfaktor sehr gut mit der Größenordnung des aktuell verwendeten Wertes überein. Unter der Ceteris Paribus Annahme konstanter Gebote der übrigen Marktteilnehmer sinkt dieser Wert für das Jahr 2011 jedoch sehr schnell auf 100% bzw. sogar 81% ab und liegt dann in der Größenordnung des Profilmfaktors Wind.

Für das Jahr 2012 sinkt der Wert dann weiter drastisch ab, doch ist bis dahin mit Reaktionen der Marktteilnehmer zu rechnen. Dennoch besteht weiterhin das Problem, dass ein Großteil des PV-Stroms in Zeiten sehr niedriger Preise vermarktet werden wird.

Mindestpreis: **Null Euro/MWh**

| Jahr (ca.)                | 2010          |               | 2011         |              | 2012        |               |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|-------------|---------------|
| Installierte PV-Leistung  | 10GW          | 15GW          | 20GW         | 20GW         | 25GW        | 30GW          |
| Installierte Windleistung | 25GW          | 25GW          | 25GW         | 30GW         | 30GW        | 30GW          |
| Basepreis [EUR/MWh]       | 39.21         | 37.18         | 35.22        | 32.80        | 30.72       | 28.84         |
| Basepreis zu 2009         | 0.0%          | -5.2%         | -10.2%       | -16.3%       | -21.6%      | -26.4%        |
| PV-Erlöse [EUR/MWh]       | 44.20         | 37.36         | 28.53        | 25.35        | 2.98        | -27.19        |
| PV-Erlöse zu 2009         | 0.0%          | -15.5%        | -35.5%       | -42.6%       | -93.3%      | -161.5%       |
| <b>Profilmfaktor</b>      | <b>112.7%</b> | <b>100.5%</b> | <b>81.0%</b> | <b>77.3%</b> | <b>9.7%</b> | <b>-94.3%</b> |
| Solarstrom [TWh]          | 10            | 16            | 21           | 21           | 26          | 31            |
| Volllaststunden           | 1038          | 1038          | 1038         | 1038         | 1038        | 1038          |

Mindestpreis: **-150 Euro/MWh:**

| Jahr (ca.)                | 2010          |               | 2011         |              | 2012         |                |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Installierte PV-Leistung  | 10GW          | 15GW          | 20GW         | 20GW         | 25GW         | 30GW           |
| Installierte Windleistung | 25GW          | 25GW          | 25GW         | 30GW         | 30GW         | 30GW           |
| Basepreis [EUR/MWh]       | 38.90         | 36.76         | 34.28        | 31.01        | 26.18        | 19.79          |
| Basepreis zu 2009         | 0.0%          | -5.5%         | -11.9%       | -20.3%       | -32.7%       | -49.1%         |
| PV-Erlöse [EUR/MWh]       | 44.20         | 37.36         | 28.53        | 25.35        | 2.98         | -27.19         |
| PV-Erlöse zu 2009         | 0.0%          | -15.5%        | -35.5%       | -42.6%       | -93.3%       | -161.5%        |
| <b>Profilmfaktor</b>      | <b>113.6%</b> | <b>101.6%</b> | <b>83.2%</b> | <b>81.8%</b> | <b>11.4%</b> | <b>-137.4%</b> |
| Solarstrom [TWh]          | 10            | 16            | 21           | 21           | 26           | 31             |
| Volllaststunden           | 1038          | 1038          | 1038         | 1038         | 1038         | 1038           |

Mindestpreis: **-250 Euro/MWh:**

| Jahr (ca.)                | 2010          |               | 2011         |              | 2012         |                |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Installierte PV-Leistung  | 10GW          | 15GW          | 20GW         | 20GW         | 25GW         | 30GW           |
| Installierte Windleistung | 25GW          | 25GW          | 25GW         | 30GW         | 30GW         | 30GW           |
| Basepreis [EUR/MWh]       | 38.88         | 36.70         | 33.98        | 30.33        | 23.81        | 14.75          |
| Basepreis zu 2009         | 0.0%          | -5.6%         | -12.6%       | -22.0%       | -38.8%       | -62.1%         |
| PV-Erlöse [EUR/MWh]       | 44.20         | 37.36         | 28.53        | 25.35        | 2.98         | -27.19         |
| PV-Erlöse zu 2009         | 0.0%          | -15.5%        | -35.5%       | -42.6%       | -93.3%       | -161.5%        |
| <b>Profilmfaktor</b>      | <b>113.7%</b> | <b>101.8%</b> | <b>84.0%</b> | <b>83.6%</b> | <b>12.5%</b> | <b>-184.3%</b> |
| Solarstrom [TWh]          | 10            | 16            | 21           | 21           | 26           | 31             |
| Volllaststunden           | 1038          | 1038          | 1038         | 1038         | 1038         | 1038           |

*Tabelle 2 Profilmfaktoren bei weiterem PV-Zubau - Modellrechnung*

## Fazit

Der für die Berechnung der EEG-Umlage verwendete Profilmfaktor von 120% ist nach ersten Berechnungen unseres Fachgebiets möglicherweise zu hoch.

Die Ergebnisse unserer Simulationsrechnungen basierend auf realen Börsendaten der EEX und skalierten Einspeisedaten von PV-Anlagen legen nahe, dass der preisdämpfende Effekt der Einspeisung die derzeitigen Preisvorteile der sonnenreichen Mittagsstunden am Tag gegenüber dem Tagesmittelwert ausgleichen, wenn nicht sogar übertreffen wird. Vor diesem Hintergrund erscheint ein Profilmfaktor von 100% bzw. mittelfristig 80% möglich.

Zusätzlich verändert sich die Erlössituation in Abhängigkeit der Preislimitierung bei negativen Preisen, da diese in Zukunft häufiger und auch während des Tages, insbesondere am Wochenende, zu erwarten sind.

Ausgehend von der angenommenen EEG-Einspeisung von knapp 20TWh im Jahr 2011 und einem Börsenpreis von 50 Euro/MWh<sup>1</sup> ergeben sich bei einer Veränderung des Skalierungsfaktors deutlich geringere Erlöse:

|                                      |            |             |             |
|--------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| Energiemenge <sup>1</sup> [MWh]      | 19.399.287 | 19.399.287  | 19.399.287  |
| Basepreis <sup>1</sup> [EUR/MWh]     | 50,739     | 50,739      | 50,739      |
| Profilmfaktor                        | 120%       | 100%        | 80%         |
| Einnahmen aus Vermarktung [Mio. EUR] | 1.181      | 984         | 787         |
| <b>Differenz [Mio. EUR]</b>          | <b>0</b>   | <b>-197</b> | <b>-394</b> |

Berücksichtigt man diese Veränderungen, führt dies zu einer insgesamt höheren EEG-Umlage. Auch wenn der Einfluss im Vergleich zum Gesamtvolumen von über 16 Mrd. Euro eher gering ist, so sind dies dennoch Einnahmeveränderungen von erheblicher Größenordnung.

Den Mehrkosten dieser EEG-Umlage stehen aber aufgrund des „Merit-Order-Effekts“ gleichzeitig auch sinkende Großhandelspreise gegenüber, die in einem wettbewerblichen Markt auch an die Kunden weitergegeben werden können. Diese können aber die Zusatzkosten der Erneuerbaren Energien nicht kompensieren, so dass es am Ende höhere Strompreise nicht vermeidbar sein werden.

## Literatur

Verordnung zur Ausführung der Verordnung Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus, (2010).

Sensfuss, Frank. (2008). *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector : an agent-based simulation approach.*