Erneuerbare Energien im Strommarkt –heute und morgen

Sven Bode

sven.bode@arrhenius.de

erschienen in:

Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 10, 2010, S. 643 – 647

DOI: 10.1007/s10273-010-1132-3

Als vor 20 Jahren das erste Stromeinspeisegesetz[1] verabschiedet wurde, hätten wohl die wenigsten Beteiligten gedacht, welche Impulse sie damit auslösen würden. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland ist seitdem kontinuierlich gewachsen. In 2009 betrug die erzeugte Strommenge ca. 93,5 TWh was einem Anteil am Stromverbrauch von ca. 16% entspricht.[2] Neben dem Erfolg in Deutschland selbst wurde das Instrument des Einspeisetarifs inzwischen auch in vielen anderen Ländern eingeführt und wird mithin auch als „Exportschlager" bezeichnet. [3] Aus rechtlicher Sicht kann der Erfolg mit Blick auf die Erhöhung des Marktanteils der erneuerbaren Energien u.a. damit erklärt werden, dass das Instrument – anders als in der Umweltgesetzgebung sonst üblich – nicht beim Verursacher oder Störer ansetzt (z. B. durch ordnungsrechtliche Vorgaben wie Grenzwerte für Schadstoffe o.ä.) ansetzt, sondern vielmehr Lösungsanbieter fördert.[4]

Seit 1990 wurde das Gesetz mehrfach überarbeitet und ist inzwischen als Erneuerbare-Energien-Gesetz (kurz EEG) mehrfach novelliert wurden, zuletzt (in seiner Gesamtheit) 2008. Nach dieser Fassung ist es das Ziel, „… den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent auszubauen und danach weiter kontinuierlichen zu erhöhen." (§1, (2) EEG 2009).

Wesentlicher Kern der Gesetze war und ist zum einen die Tatsache, dass bestimmten Technologien der Zugang zum Stromnetz ermöglicht, zum anderen dass eine feste Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde gezahlt wurde bzw. wird. Ende 2009 sind in Summe ca. 45 Gigawatt (GW) Leistung in Deutschland und damit knapp 10 Mal so viel wie vor 20 Jahren installiert. Von den 93,5 TWh Erzeugung hat die Windenergie mit knapp 38 TWh den größten Einzelanteil an der Gesamtmenge gefolgt von der Wasserkraft mit ca. 19 TWh[5], die jedoch zum Teil schon lange vor der Einführung der Förderinstrumente installiert wurde. Von der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren

---

[1] Genauer: *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz*vom 7. Dezember 1990

[2] BMU (2010) Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, Stand: 18. März 2010, Daten des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009 (vorläufige Zahlen) auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

[3] Siehe z.B. http://www.eeg-aktuell.de/das-eeg/

[4] Quelle: Müller, Thorsten (2010) Rechtswissenschaftliche Bausteine für die Fortentwicklung des EEG, Vortrag im Rahmen der Branchenkonferenz: „20 Jahre StrEG – 10 Jahre EEG – wie weiter?" Berlin, 24. März 2010

[5] BMU (2010) a.a.O.

Energien und dem EEG ist die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien zu unterscheiden, die im EEWärmeG[6] geregelt ist.

Das Stromeinspeisegesetz wurde zu Zeiten der Gebietsmonopole der Stromversorgungs-unternehmen verabschiedet. Erst später in den 1990ziger Jahren wurde, getrieben durch die Idee des EU-(Energie)Binnenmarktes, der Strommarkt liberalisiert.[7] Somit bekam im Laufe der Zeit die Wirkung der erneuerbaren Energien, die unter dem EEG kontinuierlich und überproportional wuchsen, auf den inzwischen liberalisierten Strommarkt mehr und mehr Aufmerksamkeit. Der Strommarkt in Deutschland wurde dabei in der Art designed, dass rationale Erzeuger ihren Strom auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung an der Börse anbieten. Der Ansatz ist nicht per-se strommarktspezifisch sondern folgt vielmehr der (mikro)ökonomischen Theorie.[8] Die Grenzkosten konventioneller Anlagen setzen sich im Wesentlichen aus den Brennstoff- und CO_2-Kosten zusammen und sind damit besonders vom verwendeten Brennstoff und Wirkungsgrad eines Kraftwerks sowie den Preisen für CO_2-Emissionsberichtigungen abhängig. Sortiert man alle bestehenden Kraftwerke nach ihren Grenzkosten, ergibt sich die sog. Merit-order-Kurve. Im Schnittpunkt mit der Nachfragekurve bildet sich der gleichgewichtige Preis. Wesentlicher Punkt bei der Analyse der Wirkung der erneuerbaren Energien die Tatsache, dass die Grenzkosten der wichtigen Technologien Windkraft und Photovoltaik (nahezu) null sind: Ist die Anlage einmal gebaut und weht der Wind, fallen keine zusätzlichen Kosten mit der Produktion einer weiteren Kilowattstunde an. Die durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung dieser beiden Anlagentypen sind gleichwohl deutlich größer null, ja deutlich größer als der durchschnittliche Strompreis (im konventionellen Kraftwerkspark), weshalb eine Förderung der erneuerbaren Technologien gerade notwendig ist, sofern der Marktanteil ausgebaut werden soll. Die durchschnittlichen Gesamtkosten, die in etwa den Vergütungssätzen unter dem EEG entsprechen sollen, wird als kumulierte EEG Vergütung in Form der EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher verteilt. Werden nun durch das EEG zusätzliche Strommengen mit Grenzkosten von null in das System geführt, so sinkt in Folge der gleichgewichtige Preis[9] (siehe Abbildung 1). Die genaue Wirkung der zusätzlichen Strommengen kann in den 8.760 Stunden eines Jahres sehr unterschiedlich sein. Bei großer Nachfrage und geringer Einspeisung durch Erneuerbare sinkt der Strompreis etwas. Bei geringer Nachfrage und hoher Einspeisung ist der Vergangenheit auch ein anderes Phänomen zu beobachten gewesen: Sog. Grundlastkraftwerke, bei denen das An- und Abschalten der Anlagen mit hohen Kosten verbunden ist, bieten für einzelne Stunden zu negativen Kosten an. Das Verhalten ist durchaus rational, wenn die im Falle eines Angebotszuschlages zu zahlenden Kosten für die Möglichkeit, Strom abzugeben, kleiner sind, als die mit einer möglichen temporären Abschaltung verbundenen Kosten.[10] Im Ergebnis können sich in einzelnen Stunden somit negative Strompreise ergeben. Alle Anlagen, die zu diesem Zeitpunkt erzeugen (einschließlich der Erneuerbaren), müssen dann dafür bezahlen, dass sie Strom ins Netz

---

[6] *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich*

[7] U.*a. EU 1996: RICHTLINIE 96/92/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt AMTSBLATT NR. L 027 VOM 30/01/1997 S. 0020*

[8] *Gleichwohl sei angemerkt, dass andere Ansätze wie z. B. Pools bestehen.. Siehe hierzu z. B. Kirschen, D. and Strbac, G. (2004): Fundamentals of Power System Economics, John Wiley, Hoboken*

[9] *Siehe hierzu z. B. Bode, S.; Groscurth, H.-M. (2006): Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis", HWWA Discussion Paper 348, Hamburg; Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genose, M. (2008) The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, in: Energy Policy 36, p. 3086– 3094*

[10] Das schließt mögliche entgangene Erlöse ein, die aus Mindeststillstandszeiten nach einem Abschaltvorgang resultieren können, ein.

abgeben dürfen. Der Effekt wurde in der Öffentlichkeit tendenziell kritisch bewertet, insbesondere weil eben auch der Strom aus erneuerbaren Quellen den negativen Preis zahlen musste und dadurch zusätzliche Kosten für die Verbraucher resultierten.[11] Aus allokativer Sicht jedoch können negative Preise schlicht als Signal betrachtet werden, dass das Abschalten der Grundlastkraftwerke teurer ist als der „Betrieb zu negativen Kosten“ (und entsprechend dass in einem System mit hohem Anteil erneuerbarer Energien derartige starre Kraftwerke auf Dauer nicht sinnvoll sind bzw. nicht neu dazu gebaut werden sollten.[12])

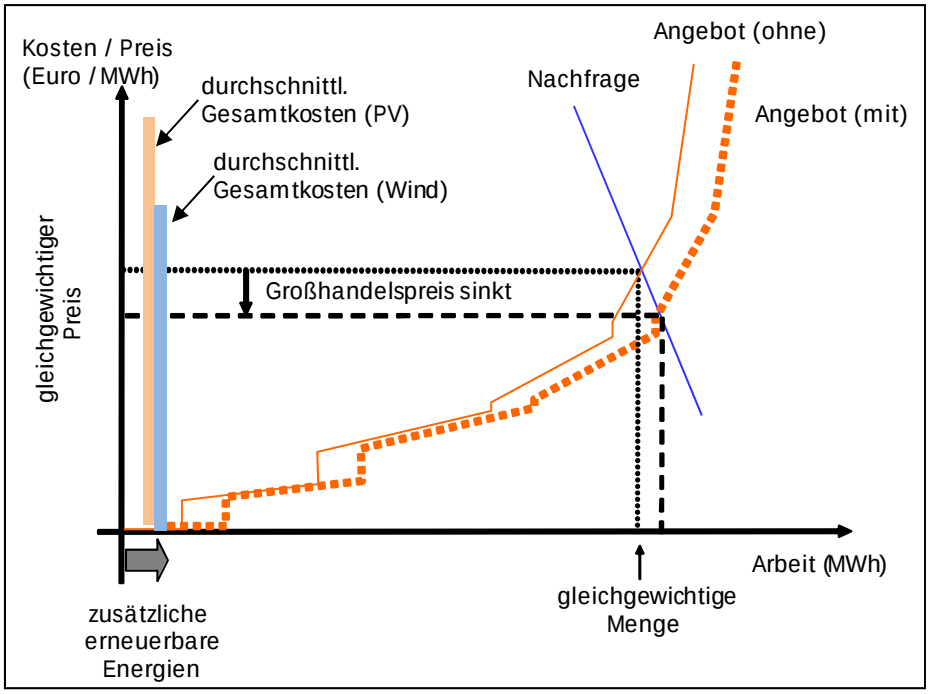

Abbildung 1: Preisbildung auf dem Strommarkt und Wirkung weiterer Windstromeinspeisung - schematische Darstellung (Beispiel für eine beliebige Stunde des Jahres)

Neben der Wirkung auf den Strommarkt bringt das EEG verschiedene andere Effekte mit sich, u.a. Mehrkosten für die Stromverbraucher, die die genannte Vergütung für die Anlagenbetreiber finanzieren. Diese Mehrkosten können mit den zuvor genannten preissenkenden Effekten am Spotmarkt saldiert werden, wobei der sich über die Zeit ändernde Kraftwerkspark zu beachten ist. Die Analyse kann also für die Vergangenheit anders als für die Zukunft aussehen.[13] Während die Mehrkosten in den Anfangsjahren der Förderung gering waren und somit relativ wenig Beachtung fanden, hat sich der Fokus in den letzten Jahren erhöht. Nicht zuletzt wegen des bisher nicht erlebten

[11] Zwischenzeitlich hatte die Bundesnetzagentur reagiert uns Preislimits für die Vermarkten des EEG-Stroms festgesetzt. Zurzeit wird über eine Verlängerung der zunächst zeitlich begrenzten Regelung beraten. Siehe http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/AusnahmeReglgEEGVermarktung_Basepage.html?nn=65116

[12] Vergleich hierzu die Möglichkeit, neue, hocheffiziente (Grundlast)Kraftwerke mit bis zu 15 % der Investitionskosten zu subventionieren. Siehe hierzu: Vermerk des Vorsitzenden für die Deligation, Energie und Klimawandel, Bestandteile des endgültigen Kompromisses, 17122/1/08, REV 1, Brüssel, 11. Dezember 2008

[13] Siehe hierzu z. B. Wissen, Ralf; Nicolosi, Marco (2008) Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? in: energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1,2, S. 110–115, BMU (2009) Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf den Haushaltsstrompreis im Jahr 2009 mit Ausblick auf das Jahr 2010; Referat KI III 1; Stand 23.12.2009

Zubaus an neuen Photovoltaik Anlagen in 2009 kam das EEG zunehmend in Kritik. Dieser hatte im letzten Jahr über 3,5 Gigawatt (GW) betragen und trug damit maßgeblich zur Steigerung der EEG-Umlage bei. Um auf die Entwicklung zu reagieren wurde das EEG, genauer gesagt die Photovoltaik Förderung im Mai 2010 angepasst.[14] Erstmals wurde vom Gesetzgeber dabei eine Zielgröße für den Zubau einer einzelnen Technologie definiert. Bisher konnte unter der festen Einspeisevergütung so viel an neuen Kapazitäten zugebaut werden, wie möglich. Das Gesetz sieht als Zielmarke für die nächsten 10 Jahre einen jährlichen Zubau von 3 GW und von 2021 bis 2030 jährlich von 3,5 GW vor. Um diese Zielmarke herum wird die Vergütung pro MWh in Abhängigkeit des tatsächlichen Zubaus angepasst. Je größer die Zubau, desto stärker die Degression. Laut Gesetz sollen bis 2020 PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung von 42 GW installiert sein und diese bis 2030 auf ca. 74 GW ausgebaut werden. Selbst wenn dieses Ziel erreicht werden sollte (i.S. von „nichtüberschritten), würde der Zubau zu massiven Auswirkungen auf den Strommarkt führen, die bei der Folgenabschätzung im Gesetz nicht diskutiert werden: die gesamt konventionelle Stromerzeugung ist im entsprechenden Kapitel der Gesetzesbegründung schlechtweg vergessen.[15] Wichtiger erscheint jedoch, dass trotz der Einführung des sog. „atmenden Deckel“ der Förderung das Ziel übertroffen werden wird: Die Vergütungskürzung wirkt zum einen immer zeitlich verzögert und berücksichtig somit inherent nicht die im gleichen Zeitraum stattfindende Kostendegression bei neuen PV-Modulen. Zum gibt auch die im Gesetz bereits heute genau fixierte Senkung der Degression in den nächsten Jahren in festen Prozentpunkten keinen Raum, ohne erneute Gesetzesänderung die Minderung der Vergütung an die tatsächlichen Kostenentwicklung neuer PV-Anlagen anzupassen. Sowohl mit Blick auf eine weiterhin mögliche Überförderung von Anlagen (distributive Frage) wie auch auf die Zielerreichung ist die Änderung des EEG von 2010 somit unzureichend. Um den Zubau an PV-Anlagen wirklich scharf steuern zu können, scheint eine absolute Mengenbegrenzung des Zubaus notwendig.[16]

Die Diskussion um die Photovoltaik zeigt, in welche Richtung sich das EEG mit Blick auf alle Technologien fortentwickeln muss. Wie erwähnt ist eine hohe Marktdurchdringung der Erneuerbaren Energien ohne dauerhafte „Förderungen“ mit dem derzeitigen Marktdesign nicht möglich.[17] Mit Blick auf den (politisch) gewünschten Anteil an erneuerbaren Energien hat das Energiekonzept in Deutschland der schwarz-gelben Bundesregierung vom September 2010[18] einen Pflock eingeschlagen. Demnach soll der Anteil kontinuierlich auf 80 % des Bruttostromverbrauchs

---

[14] Siehe: ERSTES GESETZ ZUR ÄNDERUNG DES ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ VOM 11. AUGUST 2010.

15 Siehe ausführlicher: Bode et al. 2010 The Impact of PV on the German Power Market –Or Why the Debate on PV Feed-In Tariffs Needs to be Reopened, arrhenius Discussion Paper No. 3, Hamburg, April 2010.

[16]. Die Analyse seit langem bestehender Szenarien zeigt, dass auch mit max. 500 MW PV Zubau pro Jahr eine Minderung der CO2-Emissionen von 80% in 2050 erreicht werden kann. Siehe ausführlicher Bode et al. (2010) PV in Deutschland: Zuviel des Guten, in: energiewirtschaftliche Tagesfragen 8/ 2010, S. 20 – 23. Es kann auch schärfer argumentiert und gezeigt werden, dass dieses Klimaschutzziel bei gleichem Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien auch ganz ohne Photovoltaik erreicht werden kann.

[17] An dieser Stelle sei erwähnt, dass das derzeitige Marktdesign nicht nur für erneuerbare Energien auf Dauer keine ausreichenden Investitionsanreize setzt, sondern für alle Erzeugungstechnologien. Siehe hierzu: Bode et al. (2009): *Liberalisierter Strommarkt: naht das Ende?* Wirtschaftsdienst, 89, 4, S. 274-280; Ofgem (2010) *Project Discovery – Options for delivering secure and sustainable energy supplies*, Office of Gas and Electricity Markets, London, February 2010; ferner BMU, BMWI (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin 28. September 2010., S. 20f.

[18] Siehe BMU, BMWI (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin 28. September 2010

steigen. Betrachtet man die Energiekonzepte anderer Parteien[19], so wird sehr wahrscheinlich hinter dieses Ziel auch unter möglichen anderen, zukünftigen Regierungskoalitionen nicht mehr zurückgefallen. Ein Gesamtanteil der Erneuerbaren von 80 % am Stromverbrauch kann jedoch nicht bedeutet 80 % aus Windenergie, 80% aus PV, 80 % aus Biomasse etc. Vielmehr ist ein Mix für diese 80 Prozent zu definieren. Dabei können selbstverständlich verschiedenste Kriterien angelegt werden, für Ökonomen ist die Frage nach einem kosteneffizienten Mix der naheliegende Ansatz.[20] Dabei sind dann nicht allein die durchschnittlichen Gesamtkosten einer einzelnen Technologie zu betrachten, vielmehr ist das Gesamtsystem zu untersuchen. In diesem Zusammenhang ist zu bedenken, dass Deutschland ein sog. „winter peaking country" ist, d.h. die höchste Nachfrage liegt im Winter, genauer in den frühen Abendstunden von November bis Februar. Die Photovoltaik produziert mit der Sonnenstrahlung und hat daher ihre maximale Erzeugung im Sommer zur Mittagszeit. Die o.g. hohen PV-Kapazitäten führen also nicht nur im Sommer zu massiven Mengen- und Preiswirkungen auf dem Strommarkt, sie leisten dazu beim Lastmaximum im Winter auch keinen Beitrag zur Leistungsdeckung (siehe Abb. 2). Unter einem solchen Ansatz ist also eine komplette parallele Infrastruktur zur Photovoltaik notwendig, die zu höheren Kosten führt. Andere Technologien wie die Windkraft speisen deutlich kontinuierlicher Strom ein (mit einer Spitze im Winter) und passen daher besser zum Lastprofil und bringen deshalb tendenziell einen geringeren Back-up- und Speicherbedarf mit sich. Selbst wenn der Wind im Sommer gar nicht wehen würde, könnte die Photovoltaik in einem kosteneffizienten System nur dann eine Rolle spielen, wenn deren durchschnittlichen Gesamtkosten geringer wären als die der Windkraft zzgl. der Kosten für Speicherung aus Stunden mit Überschuss und Rückverstromungskosten. Ob dies kommen wird, ist fraglich. Schätzungen sehen die Kosten der Photovoltaik in 2050 zwar deutlich geringer als heute aber immer noch fast doppelt so hoch wie die der Windkraft.[21] Entsprechend ist zu überlegen bzw. genauer zu untersuchen, ob die Förderung der Photovoltaik nicht bereits heute vollständig eingestellt werden sollte.[22] Auch eine stärkere Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien im Wärmesektor (mittels Wärmepumpen) würde diese Sicht unterstützen, da der Wärmebedarf naturgegeben im Winter größer als im Sommer ist.

---

[19] Bündnis 90/ DIE GRÜNEN fordern beispielsweise einen Anteil von 100 % Grünstrom bis möglichst 2030, siehe: Energie 2050: sicher erneuerbar - Das grüne Energiekonzept jenseits von Uran, Kohle und Öl Beschlossen auf der Fraktionsklausur in Mainz am 10.09.2010

[20] Manche Ansätze beispielsweise mögen der Aussage „small is beautyfull" zu folgen. Statt nach einem kosteneffizienten Mix wird dort nach möglichst kleinteiligen Lösungen gefragt, die ggf. den offshore Wind keine große Rolle zusprechen.

[21] Siehe BMU (2009) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, August 2009.

[22] Das Ziel der 80 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien würde davon unberührt bleiben, nur die Anteile einzelner Technologien würden sich verschieben. Die Forderung nach Stopp der PV-Förderung impliziert also nicht automatisch die Forderung der Stromerzeugung mit Kohle- oder Kernkraftwerken.

Fazit

Unter dem Erneuerbare-Energien Gesetz ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in der Vergangenheit kontinuierlich gewachsen. Mit der Vorlage des Energiekonzepts vom September 2010 hat erstmals eine Bundesregierung einen Ausbaupfad bis 2050 beschrieben. Die Beschreibung ist aber in Teilen unvollständig.

- So ist erstens zu definieren, aus welchen einzelnen Technologien sich die im Konzept genannten 80% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2050 zusammensetzen sollen. Das EEG ist also um eine Mengenkomponente für jede einzelne Technologie weiter zu entwickeln.
- Zweitens ist zu klären welche Kapazitäten um diese 80% Erneuerbaren herum benötigt werden (Kraftwerke, Speicher, Netze etc.), um eine sichere Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt sicherstellen zu können. In diesem Zusammenhang ist auch das Verhältnis von fossil-befeuerter Kraft-Wärme-Kopplung[23] zum Strom aus erneuerbaren Energien zu klären und möglicher Weise ein Vorrang zu definieren.
- Drittens ist zu prüfen, ob bzw. durch welche Instrumente die tatsächliche Errichtung der zuvor identifizierten Kapazitäten in einem (noch) liberalisierten Strommarkt angereizt bzw. sichergestellt werden kann.[24]
- Viertens ist zu prüfen, wie sich der dargestellte nationale Weg mit EU-Recht und –Politik vereinbaren lassen.[25]

[23] Siehe BMU (2009) a.a.O.
[24] Vgl. Fußnote 17
[25] Vgl. hierzu auch die Bemühungen der Kommission zur Harmonierung der Förderung der Erneuerbaren Energien.

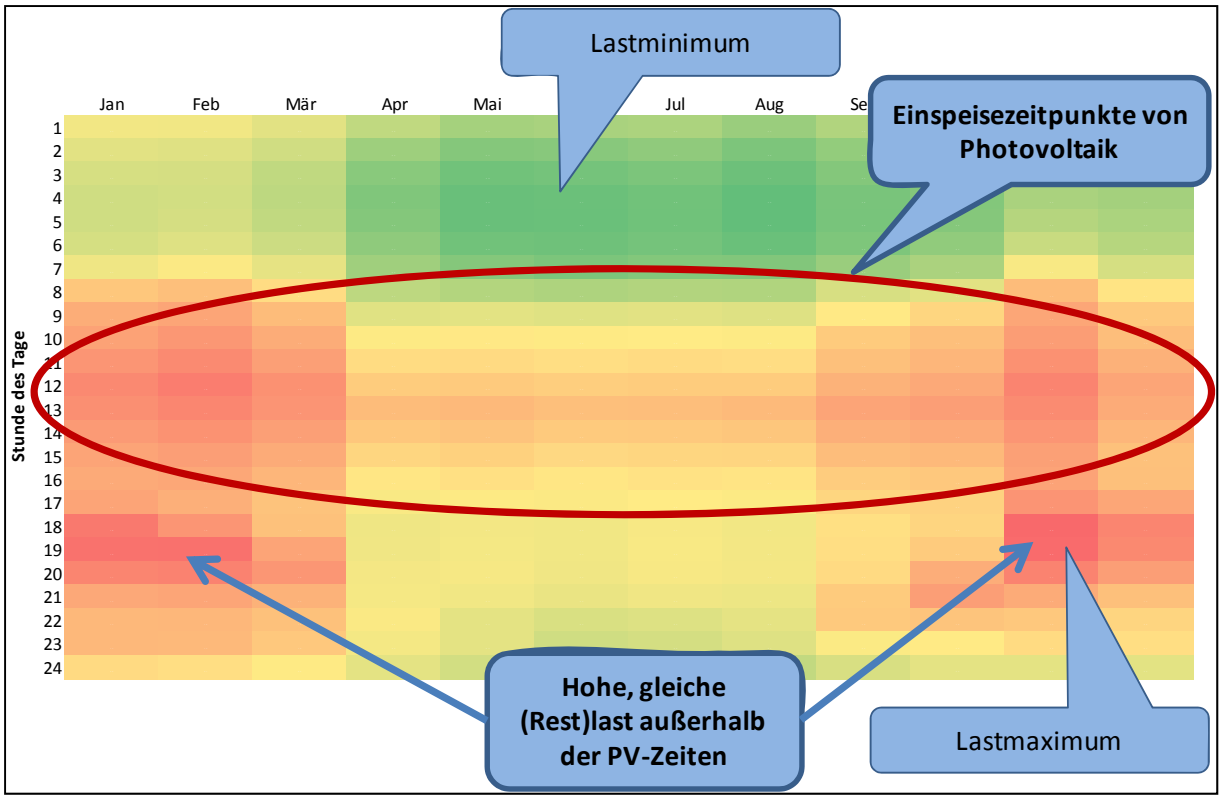

Abbildung 2: Lastgebirge für Deutschland (durchschnittliche Nachfrage (GW) in verschiedenen Stunden des Jahres)