

# Nachtrag zu „Energiepläne für Deutschland“

Dr. Thomas F. Kerscher  
21.4.2012

In „Nachhaltige Energiegewinnung – ohne die heiße Luft“, [MacKay, Kap. 27](#), sind Energiepläne entwickelt, wie wir Deutschland komplett mit nachhaltigen Energiequellen versorgen könnten. Die dort untersuchten Szenarien beinhalten tiefgreifende Umstrukturierungen, nicht nur in der Erzeugung, sondern auch auf der Verbrauchsseite. Dort besonders in den Bereichen Verkehr und Heizung, weil diese auf nicht-fossile Energiequellen, also vor allem Strom, umgestellt werden. Viele Aspekte dieser Umstellungen sind noch unbestimmt. Betrachten wir aber nur den Stromsektor (in dem heute Verkehr und Heizung noch eine untergeordnete Rolle spielen), dann ist die Energiewende bereits recht klar umrissen und konkret greifbar. Ein wesentlicher Aspekt ist dabei noch die Netzstabilität und die Energiespeicherung, vgl. auch a.a.O. [Kap. 26](#).

## 1. Der erste Schritt: EE-Strom für die heutige Verbrauchslast

Hier wandeln wir den Ansatz des Kap. 27 (125 kWh/d/p) ein wenig ab und beschränken uns in einem ersten Schritt auf die möglichst weitgehende Deckung des gegenwärtigen Strombedarfs von 500 TWh pro Jahr in Deutschland (im weiteren präziser die „Jahresarbeit“<sup>1</sup> genannt), das sind 17 kWh/d/p, durch nachhaltige Energiequellen. Auch die dazu erforderlichen Veränderungen im Netz wollen wir abschätzen. Wir passen zunächst nur die Energieerzeugung an den bestehenden Verbrauch an und legen keine Veränderung des Verbraucherverhaltens zu Grunde. Unser Stromverbrauch unterliegt tages-, wochen- und jahreszeitlichen Schwankungen, die alle sehr genau bekannt sind, vgl. etwa [1] <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/solaranlagen-liefern-spitzenlaststrom.pdf>.

Das Minimum dieses Lastgangs liegt um die 40 GW, das Maximum bei 70 GW.

Lassen Sie uns daraus einen nachhaltigen Energiemix ableiten. Wir wollen dazu vorrangig die Quellen PV und Wind nutzen, ohne wegen der damit unauflösbar verbundenen Schwankungen unverhältnismäßige Einbußen oder Probleme zu erzeugen. Wie groß können die Anteile von PV und Wind an der Elektrizitätsproduktion bei 500 TWh/a werden?

Nennenswert mehr als 70 GW in Spitzenzeiten abgegebene PV-Leistung macht wenig Sinn, so lange man nicht in ähnlicher Größenordnung einspeichern kann. Momentan (PV-Leistung zum Ende 2011) liefern 25 GW(inst)<sup>2</sup> PV in Spitzenzeiten 17 GW (etwa am 28.3.2012), also rund 1/4 dieser 70 GW. Wie in [1] zu sehen, ist die Produktion von PV auch recht gut synchron mit den Verbrauchsspitzen am Mittag. Warum erzeugen 25 GW(inst) nicht 25 GW Spitzenleistung? Es gibt eine „Verschmierung“ der Spitzen einzelner Anlagen über die Zeit (Ostdächer erreichen ihr Maximum vor dem Sonnenzenith, Westdächer danach) und den Raum (in Dresden erreicht die Sonne eine halbe Stunde früher den Zenith als in Aachen), zudem ist nie ganz Deutschland komplett flächendeckend wolken- und nebelfrei. All diese Effekte ergeben – wie die Messung vom 28.3.2012 zeigt – einen Effekt von (mindestens) 30% Differenz zwischen installierter und maximaler real abgegebener Leistung. Daraus leitet sich für unsere maximale Netzlast von 70 GW eine sinnvolle Größenordnung des **PV-Anteils von 100 GW(inst)** ab, eine Vervierfachung des aktuell installierten Anlagenparks.

Ähnliche Überlegungen gelten für Wind: In Schwachlastzeiten (nachts) kann Windleistung über dem „Lastpegel“ von dann vielleicht 40 oder 50 GW nicht abgenommen werden. Wie viel Leistung liefern unsere Windräder? Unten (Abschnitt 4) habe ich abgeschätzt, dass beispielsweise 100 GW(inst) Windturbinen etwa

---

1 Wie in der Elektrizitätslehre üblich, verwenden wir Arbeit und Energie synonym. Vgl. [MacKay Kap. 2](#) zur sorgfältigen Unterscheidung zwischen Leistung einerseits und Arbeit/Energie andererseits!

2 Für PV wird die installierte Leistung auch als kWp oder kW(peak) bezeichnet, analog auch GWp etc. Das ist völlig gleichbedeutend mit der hier verwendeten Bezeichnung GW(inst).

- (a) 52% der Zeit unter 25 GW abgeben,
- (b) 44% der Zeit zwischen 25 und 50 GW und
- (c) 4 % der Zeit mehr als 50 GW liefern.

Nehmen wir z.B. eine Grenze der Netz-Aufnahmefähigkeit bei 40 GW an. Dann wird zu manchen Zeiten (nämlich bei (c) und einem Teil von (b)) nicht die gesamte produzierte Windleistung im Netz aufgenommen werden können und muss durch Abschalten von einigen Windturbinen ausgeregelt werden (Abregelung). Dieser Anteil ist damit für den Strommarkt verloren. Natürlich kann es sein, dass diese Wind-Überschusserzeugung gerade zu einer abendlichen Spitzenlast-Zeit vorkommt, dann würde sie natürlich nicht abgeregelt, weil das Netz dann entsprechend aufnahmefähiger ist. Andererseits kann es auch sein, dass die Übererzeugung gerade zeitgleich mit einer PV-Mittagsspitze auftritt und dann auch die 40 GW Aufnahmekapazität nicht mehr zusätzlich zu PV vorhanden sind, dann müsste entsprechend mehr als der angesetzten Anteil abgeregelt werden. Nehmen wir aber an, dass beide Effekte sich im Wesentlichen gegenseitig kompensieren und unsere Abschätzung, dass 40 GW die mittlere Windstrom-Aufnahmekapazität des deutschen Stromnetzes sein könnten, zutrifft.

Die Abregelung trägt übrigens zur Entlastung der Netze bei, weil man natürlich die Windräder dort abregeln kann, wo die Netze am stärksten „überfüllt“ sind.

In Abschnitt 6 berechnen wir quantitativ, wie viel installierte Windleistung zu wie viel Abregelungsverlust führt. Das Ergebnis: Wenn wir einen Abregelungsverlust von 10% der Jahresarbeit akzeptieren, sollte die Netz-Aufnahmefähigkeit bei etwa 29% der installierten Leistung liegen. Für ein 40GW-Netz erhalten wir so eine zu installierende **Gesamt-Windleistung von 135 GW**.

Wie hoch ist der Anteil an der Jahresarbeit, den diese beiden Komponenten – 100 GW(inst) PV und 135 GW(inst) Wind leisten können?

Das hängt vom sog. Load-Faktor ab, also dem Verhältnis von tatsächlich geernteter Energie zur theoretisch möglichen - bei konstanter Erzeugung auf Nennleistungsniveau 8760 Stunden pro Jahr. Bei PV ist der Load-Faktor üblicherweise als „kWh/kWp“ angegeben, also die Jahresarbeit (Energienmenge), die ein Kilowatt installierter Leistung liefert (dies wird oft irreführend auch als „Volllast-Stunden“ bezeichnet, denn X kWh/kWp ergeben dieselbe Jahresleistung wie eine fiktive Anlage, die X Stunden pro Jahr auf Nennleistung („Volllast“) betrieben wird und in der restlichen Zeit stillsteht). Dieser Wert liegt üblicherweise bei 850-1000 kWh/kWp, in sehr sonnigen Regionen Deutschlands erreicht er 1100 kWh/kWp. Anlagen, die dem Sonnenstand folgen, können diesen Wert auch noch übertreffen. Er ist ins Verhältnis zu setzen mit dem theoretischen Maximum, bei dem ein kWp in jeder der 8760 Stunden des Jahres eine kWh liefert. 850 kWh/kWp entsprechen daher einem Load-Faktor von  $850/8760 = 9,7\%$ , 1000 kWh/kWp ergeben 11,4%. Mit 11%, also **Load-Faktor 0,11 für PV** wird im folgenden kalkuliert, das entspricht 960 kWh/kWp, ein realistischer deutschlandweiter Anlagen-Mittelwert.

Beim **Load-Faktor 0,20 für Wind** (in Anlehnung an die Werte aus <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken>, die für 2011 48 TWh/a mit einer Anlagenleistung von ca. 28 GW(inst) im Mittel – 29GW am Jahresende, 27GW am Anfang – , also 19,6% Load-Faktor ausweist) ist zusätzlich noch der 10%ige Verlust durch Abregelung (Faktor 0,9) zu berücksichtigen.

Wir erhalten so in Summe

Jahresarbeit			500 TWh/a	(100%)
./ . Wind	135 GW(inst) <sup>3</sup>	* 0,20 * 0,9 * 8760 h	213 TWh/a	(43%)
./ . PV	100 GW(inst) <sup>4</sup>	* 0,11 * 8760 h	96 TWh/a	(19%)
<b>verbleibt</b>			<b>191 TWh/a</b>	<b>(38%)</b>

3 aktuell installiert (Ende 2011): 29 GW – d.h. 4-5 mal aktuelle Leistung

4 aktuell installiert (Ende 2011): 25 GW – d.h. viermal die aktuelle Leistung

Um den überschüssigen Windstrom statt der Abregelung sinnvoll zu nutzen, bieten sich Methanisierungsanlagen an (vgl. [MacKay, Anhang I](#)). Wir nehmen einen Anlagenumfang von insgesamt 10 GW an, das entspricht 330.000 m<sup>3</sup>/h Methan, etwa 6-mal dem Umfang heutiger Biomethan-Einspeiseanlagen. Durch den überschüssigen Windstrom (10% von 237 TWh/a, d.h. 23,7 TWh/a) sind sie mit einem Load-Faktor von 27% ausgelastet und produzieren so 1,1 Mrd. m<sup>3</sup> Methan jährlich.

In diesem Schritt-1-Szenario braucht man also zusätzlich zu Wind und PV 191 TWh/a aus sonstigen (und vor allem regelbaren!) Energiequellen. Diese müssen im worst-case (Winter-Mittagsspitze des Verbrauchs, PV liegt komplett unter Schnee, stabile windstille Wetterlage über ganz Deutschland) 70 GW leisten. Im Mittel leisten sie 191 TWh/8760h = 22 GW. Idealerweise sollten sie in Zeiten von Wind- und/oder PV-Überkapazitäten bis null abregelbar sein.

Wir benutzen dafür vorrangig die bestehenden 25 GW und die geplanten 11 GW = **36 GW Gaskraftwerke**. Sie haben den Vorteil, dass sie flexibel einsetzbar sind und als Regelleistungskraftwerke schnell einer zeitlichen Bedarfs- oder Angebotsänderung folgen können. Ähnlich wie diese Gaskraftwerke früher (als sogenannte „Mittellastkraftwerke“) der Differenz zwischen dem täglich zappelnden Verbrauch und dem nahezu konstanten Angebot der Kohle- und Kernkraftwerke folgten, folgen sie nun (und zukünftig noch in weit höherem Maße) der Differenz zwischen Verbrauch und dem Wind+PV-Angebot. Flankiert wird dieser Regelleistungspark durch **Pumpspeicher** und **Biomasseanlagen**, die wir ebenfalls in Zukunft mehr und mehr im Bedarfsfolgebetrieb betreiben werden. **Laufwasserkraft**, Stützfeuerungen und ähnliche nicht-regelbare Anteile werden natürlich weiterhin einen „Grundlast“-Anteil liefern. Den schätzen wir zu konstanten 5 GW ab, das sind dann 44 TWh/a oder 9%, berücksichtigen ihn aber dynamisch wegen seiner Kleinheit nicht weiter.

Die dann noch verbleibenden worst-case Spitzen decken wir durch weitere (max. 35 GW, je nach Netzerfordernis) **Kohlekraftwerke als Kaltreserve** ab. Das geht, weil diese worst-case Spitzen nur bei sehr extremen Wetterlagen (die früh genug meteorologisch vorhergesagt werden können) auftreten werden, für die bei absehbarem Bedarf dann die Kaltreserve aktiviert werden muss.

Wir nehmen an, dass diese Kaltreserve allenfalls 1% des Jahresenergiebedarfs zu decken haben wird.

Als Energiemix erhalten wir dann

19%	PV
43%	Wind
28%	Gas/Bio/Wasser regelbar
9%	Laufwasser u.a., nicht regelbar
1%	Kohle (Kaltreserve)

Die 28% sind um so wertvoller, je regelbarer sie sind. Denn in ihnen liegt die gesamte Netzstabilisierungsleistung. Das wird neue Herausforderungen für Biogasanlagenbetreiber (Zwischenspeicherung des Gases und Aufrüstung der installierten BHKW-Leistung) und Wasserkraft (Lastfolgeoptionen im Laufwasser, Speicherseen, Aufwertung von Pumpspeichern) mit sich bringen.

Behalten wir die aktuelle prozentuale Zusammensetzung Biomasse = 5,6% und Wasser 3,2% bei, so verbleiben etwa 20% = 100 TWh/a für Gaskraftwerke, das sind etwa 14 Mrd. m<sup>3</sup>/a Gas<sup>5</sup>.

Von diesen erforderlichen 14 Mrd. m<sup>3</sup> Gas haben wir 1,1 Mrd. m<sup>3</sup> (also 8% Anteil) als EE-Gas durch die oben genannten Methanisierungsanlagen erzeugt.

<sup>5</sup> zum Vergleich: der aktuelle Verbrauch inkl. Heizung liegt bei etwa 100 Mrd. m<sup>3</sup> Gas pro Jahr.

## 2. Der zweite Schritt: Substitution des fossilen Beitrags zur Stromerzeugung durch EE

Es verbleibt also ein fossiler Rest von **12,9 Mrd. m<sup>3</sup>/a Erdgas** für die Regelleistung. Für die Kaltreserve (1%) brauchten wir 5 TWh/a elektrisch, bei 40% Kraftwerkswirkungsgrad sind das 12 TWh primärenergetisch oder (gerechnet für Steinkohle mit 8000 kWh/t) **1,5 Mio. t Kohle** (zum Vergleich: Verbrauch heute ca. 70 Mio. t Stein- und 150 Mio. t Braunkohle).

Die folgenden Maßnahmen könnten die vollständige Substitution des Erdgasanteils durch EE-Methan ermöglichen:

- (a) Vervierfachung der oben diskutierten Methanisierungskapazität (10 GW -> 40 GW),
- (b) Verbesserung der Auslastung dieser Methanisierungskapazität (27% -> 58%), vielleicht durch Pumpspeicher-Ausbau zur Spitzenverschiebung, und
- (c) Zubau der dafür erforderlichen PV- bzw. Wind-Stromerzeugung, in geeignetem Umfang und Zusammensetzung, zur Erzeugung zusätzlicher etwa 300 TWh/a.

Den in obigem Schritt-1-Szenario verbliebenen Kohleanteil können wir vermeiden, indem wir entweder unsere Kohle-Kaltreserve durch eine entsprechende Gas-Kaltreserve ersetzen – oder durch intelligentes Netzmanagement diese Kaltreserve unnötig wird. Oder wir stellen die erforderliche Kohle durch Hydrothermale Carbonisierung (HTC, siehe dazu etwa auch [http://agrokraft.de/html/p\\_hc.html](http://agrokraft.de/html/p_hc.html)) aus Biomasse her.

Außerdem haben wir bisher das Potential der Netzstabilisierung durch Vernetzung mit unseren Nachbarländern noch gar nicht betrachtet, auch daraus ergeben sich Reduktionsmöglichkeiten für Kaltreserven und/oder Regelleistungskraftwerke.

Es ist grundsätzlich schwierig, diesen zweiten Schritt schon heute quantitativ besser zu fassen, weil unklar ist, wie sich (bisher) stromunabhängige Energiemärkte - insbesondere Heizen und Verkehr - bis dahin entwickeln. So könnte eine wachsende Verbreitung von Wärmepumpen zur Gebäudeheizung wegen ihrer zeitlichen Flexibilität unseren Regelbedarf entsprechend verändern (insbesondere die erforderliche Last für Regelleistungskraftwerke verringern). Auch die summierte Kapazität der landesweit zum Laden am Stromnetz hängenden Elektroauto-Akkus können wir zur Netzregulierung und -stabilisierung einsetzen, technisch (vor allem steuerungs- und datentechnisch) ist das kein fundamentales Problem. Denkt man diese Entwicklungen konsequent weiter, kommt man fast zwangsläufig zum dritten Schritt:

## 3. Der dritte Schritt: Vollständig nachhaltige Deckung des Primärenergiebedarfs

Sind die beiden Verbrauchsfelder Gebäudeheizung und Verkehr weitgehend elektrifiziert, steigt der Jahresenergiebedarf an Strom dadurch deutlich an. Gaskraftwerke und Methanisierungsanlagen koppeln außerdem die Versorgungsnetze „Strom“ und „Gas“ mehr und mehr zu einem einheitlichen Energie-Pool. Darin ist allerdings ein Paradigmenwechsel enthalten: Denn in dieser Zukunft ist dann EE-Strom die fundamentale Primärenergie, EE-Gas ein gewandelter (veredelter) Energieträger. Die konkreten Zahlen zu Energiebedarf und Energiemix hängen natürlich von vielen heute noch unbekanntem Faktoren ab: Wie hoch wird die Sanierungsquote bei der Gebäudedämmung bis dahin sein? Wie hoch ist dann der Anteil dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung beim Heizen? Welcher Anteil im Individual- und Güterverkehr wird elektrisch motorisiert sein? Betrachten wir den heutigen Energiemix, in dem Strom etwa 1/5 ausmacht, können wir grob abschätzen, dass der Gesamtenergiebedarf, der dann durch EE-Strom als Primärquelle zu decken sein wird, vielleicht 5mal höher als der heutige Stromverbrauch ist. Berücksichtigt man zudem unvermeidbare Umwandlungsverluste, wird ein Faktor 7 realistisch, der uns von den aktuellen 17 kWh/d/p wieder auf die 125 kWh/d/p von MacKay [Kap. 27](#) bringt.

## Technischer Anhang:

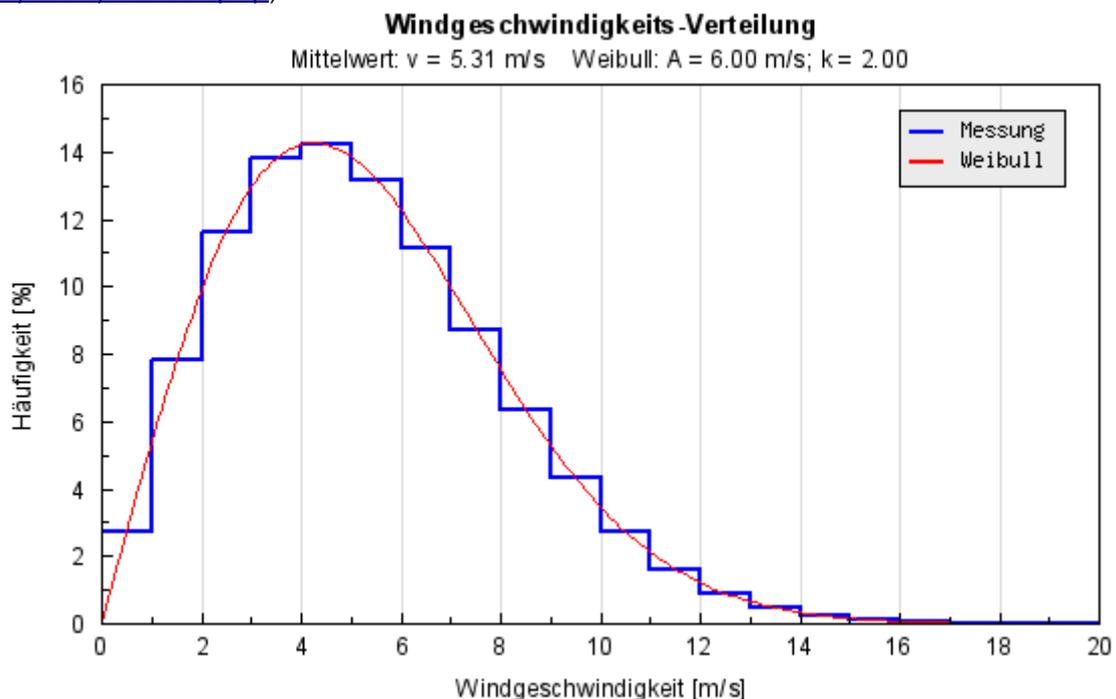
### 4. Abschätzung der Windfluktuation

Wir wollen die Fluktuationen der gesamtdeutschen Windleistung abschätzen. Dazu betrachten wir zunächst einmal ein einzelnes Windrad und sehen uns dessen Fluktuationen an.

Die Windgeschwindigkeit an einem Standort wird näherungsweise gut mit der sog. Weibull-Verteilung wiedergegeben:

$$W(v) = \frac{k}{A} \left( \frac{v}{A} \right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right)$$

$W$  ist dabei die Wahrscheinlichkeitsdichte, dass der Wind gerade mit Geschwindigkeit  $v$  weht, wobei  $A$  ein Maß für die mittlere vorherrschende Windgeschwindigkeit ist und  $k$  ein Formfaktor, der angibt, wie stetig/unstetig der Wind weht, wie häufig also Windgeschwindigkeiten in der Nähe der mittleren Geschwindigkeit auftreten. Wir nehmen  $A=6$  m/s und für  $k$  einen typischen Wert von 2 an. So sieht die Funktion dann aus (siehe auch <http://www.wind-data.ch/tools/weibull.php>):



In einem [Excel-Sheet](#) habe ich diese Verteilung und ihre Werte für Windgeschwindigkeiten von 0-20 m/s aufgelistet. Der Energiegehalt des Windes ist nun proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit  $v$  (siehe z.B. [MacKay, Gl.B.2](#)). Die Energie, die in jedem Geschwindigkeitssegment geerntet werden kann, ist also proportional zu dieser dritten Potenz und auch zum Häufigkeitsanteil (also Stunden pro Jahr) dieses Anteils. Dieser Hilfwert ist in Spalte D ausgerechnet und in Spalte E nochmals, dort aber auf einen (fiktiven) Jahresertrag (Feld E2 des Sheets) normiert. Der Übergang von Spalte E zu Spalte F drückt die technischen Beschränkungen der Windräder aus, deretwegen der tatsächliche Jahresertrag von diesem fiktiv-theoretischen Wert abweicht: Ein Windrad hat einem maximal möglichen Leistungswert (auf den Kabel und Generator aus wirtschaftlichen Erwägungen wie Gewicht und Materialaufwand limitiert sind) – hier im Beispiel 2,3 MW – und wird sicherheitshalber bei zu starkem Wind – hier über 15 m/s – abgeschaltet. Damit ergibt sich bei den gewählten fiktiven 4450 MWh/a eine reale Jahresenergiemenge von 4024 MWh, und damit ein Load-Faktor (vgl. oben Abschnitt 1) von 0,2. Wer andere Werte einsetzen will, kann dies im Excel-Sheet gerne

tun. Durch Variation in Zelle E2 kann jeder beliebige Load-Faktor erzeugt werden.

Wir fragen uns nun weiter, wie viele Stunden pro Jahr dieses Windrad 100% seiner Nennleistung liefert, wie viele Stunden nur 50%, 25% usw. Dazu verwenden wir wieder unsere Weibull-Verteilung und rechnen sie in Stunden pro Jahr um, indem wir sie mit  $365 \cdot 24 = 8760$  multiplizieren (Spalte H) und berechnen die bei entsprechender Windgeschwindigkeit abgegebene Leistung (Spalte G), als prozentualen Anteil der installierten Nennleistung (Spalte I).

Daraus bauen wir uns nun ein einfaches (nur vier Kanäle umfassendes) Histogramm auf, indem wir die Anzahl Stunden bestimmen, in denen jeweils 0-25%, 25-50%, 50-75% bzw. 75-100% der Nennleistung abgegeben werden. Die entsprechenden Summen bilden wir in J27-M27. Die Summe über diese vier Kanäle ergibt wieder 8760, wie es sein muss.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1				MW	2,30	Load-F.	0,200			2,3	Leistungshistogramm [h]		
2		k	2		4450								
3	m/s	A [m/s]	6			Energie	Leistung[kW]	h/a	Leistung[%]	0-25%	25-50%	50-75%	75-100%
4													
5	0		0,0000	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0
6	1		0,0540	0,05	1	1	2	476	0,1	476	0	0	0
7	2		0,0994	0,80	12	12	14	875	0,6	875	0	0	0
8	3		0,1298	3,50	54	54	48	1142	2,1	1142	0	0	0
9	4		0,1425	9,12	141	141	113	1254	4,9	1254	0	0	0
10	5		0,1387	17,34	269	269	220	1221	9,6	1221	0	0	0
11	6		0,1226	26,49	411	411	380	1079	16,5	1079	0	0	0
12	7		0,0997	34,20	530	530	604	877	26,3	0	877	0	0
13	8		0,0751	38,46	596	596	902	661	39,2	0	661	0	0
14	9		0,0527	38,42	596	596	1284	464	55,8	0	0	464	0
15	10		0,0345	34,54	535	535	1761	304	76,6	0	0	0	304
16	11		0,0212	28,22	437	429	2300	187	100,0	0	0	0	187
17	12		0,0122	21,10	327	247	2300	107	100,0	0	0	0	107
18	13		0,0066	14,51	225	134	2300	58	100,0	0	0	0	58
19	14		0,0034	9,22	143	68	2300	30	100,0	0	0	0	30
20	15		0,0016	5,43	84	0	0	14	0,0	14	0	0	0
21	16		0,0007	2,97	46	0	0	6	0,0	6	0	0	0
22	17		0,0003	1,51	23	0	0	3	0,0	3	0	0	0
23	18		0,0001	0,72	11	0	0	1	0,0	1	0	0	0
24	19		0,0000	0,32	5	0	0	0	0,0	0	0	0	0
25	20		0,0000	0,13	2	0	0	0	0,0	0	0	0	0
26													
27			0,9953	287,06	4450	4024		8760		6072	1539	464	686 [h]

Abb. 2: Auszug aus dem [Excel-Sheet](#)

Soweit eine rudimentäre Statistik für ein Windrad, wie sieht es aber nun für mehrere aus? Nun, das hängt entscheidend davon ab, wie weit die Windräder voneinander entfernt sind, d.h. wie unabhängig ihre Betriebsstatistik ist. Für zwei unmittelbar benachbarte Anlagen (z.B. innerhalb desselben Parks) wird die Verteilung der Gesamtenergie beider (also die Summe der jeweils eingespeisten Leistungen) ganz ähnliche zeitliche Verläufe haben, wenn eines bei 100% liegt, dann auch das andere usw. Liegen die Anlagen aber weit auseinander (z.B. eine in Bayern und eine in der Nordsee), so werden die Ergebnisse statistisch voneinander unabhängig sein. Selbst wenn beide derselben Weibull-Verteilung folgen (also in unserem Beispiel für beide die Parameter  $k=2$  und  $A=6\text{m/s}$  gute Näherungen sind) und beide Anlagen gleich groß sind (in unserm Beispiel 2,3 MW installierte Leistung), wird die in Summe von beiden Anlagen eingespeiste Leistung eine andere Verteilung haben als die Zahlenwerte J27-M27. Warum ist das so? Das hat mit der statistischen Natur der Windverteilung zu tun. Sie ist mit einem Würfel vergleichbar: Auch der hat eine statistische Verteilung seiner möglichen Werte (nämlich 1,2,3,4,5 oder 6 mit einer Wahrscheinlichkeit von je  $1/6$  oder 16,7%). Wären zwei Würfel so miteinander gekoppelt, dass sie immer identische Ergebnisse liefern müssen (so wie zwei

Anlagen, die nebeneinander im selben Windstrom liegen), wäre deren summiertes Ergebnis so verteilt: 2,4,6,8,10,12 mit je 16,7%. Das Ergebnis zweier unabhängiger Würfel addiert hat aber eine ganz andere Verteilung, wir wissen beispielsweise, dass dabei 7 viel häufiger vorkommt als etwa 2 oder 12. Man kann dies in Form einer Wahrscheinlichkeitsmatrix herausfinden:

	1	2	3	4	5	6
1	2	3	4	5	6	7
2	3	4	5	6	7	8
3	4	5	6	7	8	9
4	5	6	7	8	9	10
5	6	7	8	9	10	11
6	7	8	9	10	11	12

Die Matrix ist so zu lesen: obere Zeile: Wert des ersten Würfels, linke Spalte: Wert des 2. Würfels. Weitere Felder: Wert der Summe. Jeder Wert der Summe hat eine Wahrscheinlichkeit, die dem Produkt aus den Einzelwahrscheinlichkeiten der entsprechenden Zeile und Spalte entspricht. Im Beispiel ist das einfach, denn jede Einzelwahrscheinlichkeit ist 1/6, d.h. für jedes der Summen-Felder ist sie 1/36. Kommt eine Ergebniszahl n-fach vor, ist ihre Wahrscheinlichkeit gerade n/36: Ergebnis 2: 1/36, Ergebnis 3: 2/36, Ergebnis 4: 3/36 ... usw. Für die 7 erhalten wir 6/36 Wahrscheinlichkeit.

Ähnlich können wir nun bei unseren statistisch unabhängigen Windrädern vorgehen. Wir nehmen zwei Verteilungen der Form J27-M27, der Einfachheit halber rechnen wir nun aber nicht mit Stunden, sondern mit Anteilen (Bruchteil eines Jahres, Z.25 im Excel-Sheet), die sich zu 1 addieren (wie Zelle G35 bestätigt). Mit diesen bilden wir nun wieder eine Wahrscheinlichkeitsmatrix ähnlich der obigen

	0-25% 1. Viertel	25-50% 2. Viertel	50-75% 3. Viertel	75-100% 4. Viertel
1.V	1.V	1. oder 2. V	2. V	2. oder 3. V
2.V	1. oder 2. V	2. V	2. oder 3. V	3. V
3.V	2. V	2. oder 3. V	3. V	3. oder 4. V
4.V	2. oder 3. V	3. V	3. oder 4. V	4. V

Obere Zeile und linke Spalte beinhalten wieder die Einzelbeiträge. „1. oder 2.V“ ist so zu lesen, dass das Ergebnis im 1. oder 2. Viertel liegen, d.h. 0-25 oder 25-50 Prozent der Summenleistung betragen kann. Die Wahrscheinlichkeit E1, dass das Ergebnis im 1. Viertel liegt, berechnet sich so aus der Summe von

$$E1 = W1 * W1 + \frac{1}{2} W1 * W2 + \frac{1}{2} W2 * W1$$

(W1 ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein Teilbeitrag im 1. Viertel liegt, W2 etc. analog).

Aus Zeile 35 lesen wir ab: W1 = 69,3%, W2 = 17,6 %, W3 = 5,3 % und W4 = 7,8 %, und erhalten für das Ergebnis eine Wahrscheinlichkeit von E1 = 60,2 %, dass es im 1. Viertel, d.h. im Bereich 0-25% der installierten Leistung liegt. Auf ähnliche Weise berechnen wir die Wahrscheinlichkeiten für die übrigen Leistungsbereiche und erhalten so die Zeile 36 der Excel-Tabelle. Dieses Vorgehen nennt man auch Faltung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen.

Durch Faltung der vorher errechneten Verteilung Zeile 35 mit sich selbst erhalten wir Zeile 36, die Verteilung der Summe zweier unabhängiger gleichartiger Anlagen.

Diese Ergebnis-Verteilung können wir nun wieder mit sich selbst falten und erhalten dann (Zeile 37) die Verteilung der Summe von vier unabhängigen Anlagen, usw. Wir könnten auch Zeile 35 mit Zeile 36 falten, um die Verteilung für drei unabhängige Anlagen zu erhalten etc.

Welche Faltung ist nun für Deutschland angemessen? Das kommt darauf an, wie viele unabhängige Wind-Wetter-Regionen existieren. Mag sein, dass es dafür meteorologische Daten gibt, doch habe ich diese nicht ermittelt und ausgewertet. Ich werde grob abschätzen, dass es mindestens vier Regionen sein sollten (Süddeutschland in Alpen- und Föneinfluss, Küstenregion mit an- und ablandigem Wind, Mittelgebirgslagen, norddeutsche Tiefebene), dass aber auch innerhalb dieser wohl keine völlige „Gleichschaltung“ zu erwarten ist. Der wahre Wert könnte sich also irgendwo zwischen 4 und 8 befinden, also zwischen Zeile 37 und 38, gerundet 52% für 0-25%, 44% für 25-50%, 4% für 50-75% und 0,1% darüber.

	A	B	C	D	E	F	G	H
31	Leistungshistogramm							
32								
33		0-25%	25-50%	50-75%	75-100%			
34								
35	1 Anlage	0,693	0,176	0,053	0,078		1,000	
36	2 Anlagen	0,602	0,290	0,098	0,010		1,000	
37	4 Anlagen	0,537	0,411	0,051	0,001		1,000	
38	8 Anlagen	0,509	0,466	0,025	0,000		1,000	
39								
40	Mittelung	0,523	0,438	0,038	0,001		1,000	
41	gerundet	52%	44%	4%	0,1%			
42	Stunden	4581	3840	334	5		8760	
43								
44	Kanalmitte	0,125	0,375	0,625	0,875			
45	Energie	573	1440	209	4		0,254	Load-Faktor
46	Energie-Anteil	25,7%	64,7%	9,4%	0,2%		27,2%	Fehler
47								
48	Kanalschwer	0,064	0,318	0,558	0,896			
49	Energie	291	1222	187	5		0,195	Load-Faktor
50	Energie-Anteil	17,1%	71,7%	10,9%	0,3%		-2,6%	Fehler

Abb. 3: Faltungen und Energie-Anteile

Diese Prozentangaben – wir erinnern uns – sind Anteile an der jährlichen Betriebszeit von 8760 Stunden, also 4581 Jahresstunden für Kanal 1 (in denen also der gesamte Anlagenpark Deutschlands zwischen 0 und 25% seiner gesamten installierten Nennleistung liefert), 3840 Stunden für Kanal 2 (25-50%), 334 Stunden für Kanal 3 (50-75%) und 5 Stunden für Kanal 4 (75-100%). Fragen wir uns nun, welche Jahresarbeit innerhalb welchen Kanals geleistet wird, müssen wir die Leistung kanalweise über die Zeit integrieren. Näherungsweise könnten wir annehmen, dass über die gesamte Zeit die mittlere Leistung des Kanals abgegeben wird, also 12,5% für Kanal 1, 37,5 % für Kanal 2, 62,5 % für Kanal 3 und 87,5 % für Kanal 4. In Wahrheit sind die Kanäle jedoch nicht so „gleichmäßig“ belegt, eine bessere Näherung liefert die sog. „Schwerpunktsbestimmung“, siehe unten, Abschnitt 5.

Wir erhalten so die in jedem Kanal erzeugte Jahresenergie (pro installierter Leistungseinheit) in Zeile 45. Zur Probe teilen wir deren Summe durch die Jahresstunden und erhalten so einen Load-Faktor (Zelle G45). Den können wir mit dem ursprünglich verwendeten (Zelle G1) vergleichen und stellen eine Abweichung von ca. 27% fest, das ist ein Maß für den Fehler, den wir (vor allem) durch die näherungsweise Ersetzung des Kanalintegrals durch den Mittelwert eingeführt haben. Wenn wir statt der Kanal-Mittelwerte deren „Schwerpunkte“ benutzen (Zeilen 48-50), liegt der Fehler des Load-Faktors nur noch bei 2,6%. Damit können wir leben.

## 5. Schwerpunktbestimmung

Für jeden Kanal können wir neben dem Leistungshistogramm Spalte J-M auch ein Energiehistogramm (Spalte O-R) erstellen. Dazu multiplizieren wir jeden Zeitanteils-Eintrag im Leistungshistogramm mit dem zugehörigen Leistungswert (Spalte G) und erhalten so in jeder Zeile (d.h. zu jedem entsprechenden Windgeschwindigkeitsbereich) einen Energiewert. Diese Energiewerte summieren wir wieder kanalweise und erhalten damit die Energie, die dieser Kanal zum Jahres-Gesamtenergiewert (Jahresarbeit) beiträgt. Teilt man – wieder kanalweise –

diese Energie durch die insgesamt in den Kanal entfallenden Jahresstunden, erhält man ein Ergebnis der Dimension Leistung. Es korrespondiert mit einer (fiktiven) durchschnittlichen Leistung des Kanals, die – wenn sie konstant in der ganzen dem Kanal zugeordneten Zeit abgegeben würde – für den Kanal exakt den gleichen Anteil an der Jahresarbeit erzeugt. Diese Mittelung zieht das „Leistungsspektrum“ des Kanals auf einen mittleren Leistungswert zusammen, der verallgemeinert als „Schwerpunkt“ des Kanals (im Bezug auf die Leistungsverteilung innerhalb des Kanals) bezeichnet wird. Diese Schwerpunkte sind in den Zellen J30-M30 (normiert, als Prozentsatz der Anlagenleistung von 2300 MW) angegeben. Man kann diese Werte gut mit den vorher als Näherung statt ihrer verwendeten Kanalmitten (J31-M31) vergleichen und die Abweichungen deutlich erkennen.

	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R		
1	2,3	Leistungshistogramm [h]						Energiehistogramm [kWh]				
2												
3	Leistung[%]	0-25%	25-50%	50-75%	75-100%		0-25%	25-50%	50-75%	75-100%		
4												
5	0,0	0	0	0	0		0	0	0	0		
6	0,1	476	0	0	0		1	0	0	0		
7	0,6	875	0	0	0		12	0	0	0		
8	2,1	1142	0	0	0		54	0	0	0		
9	4,9	1254	0	0	0		141	0	0	0		
10	9,6	1221	0	0	0		269	0	0	0		
11	16,5	1079	0	0	0		411	0	0	0		
12	26,3	0	877	0	0		0	530	0	0		
13	39,2	0	661	0	0		0	596	0	0		
14	55,8	0	0	464	0		0	0	596	0		
15	76,6	0	0	0	304		0	0	0	535		
16	100,0	0	0	0	187		0	0	0	429		
17	100,0	0	0	0	107		0	0	0	247		
18	100,0	0	0	0	58		0	0	0	134		
19	100,0	0	0	0	30		0	0	0	68		
20	0,0	14	0	0	0		0	0	0	0		
21	0,0	6	0	0	0		0	0	0	0		
22	0,0	3	0	0	0		0	0	0	0		
23	0,0	1	0	0	0		0	0	0	0		
24	0,0	0	0	0	0		0	0	0	0		
25	0,0	0	0	0	0		0	0	0	0		
26												
27		6072	1539	464	686	[h]	888	1126	596	1414	[kWh]	
28												
29		146	732	1284	2061	[MW]						
30	Schwerpunkt	6,36%	31,83%	55,83%	89,62%							
31	Kanalmitte	12,50%	37,50%	62,50%	87,50%							

Abb. 4: Daten für das Leistungshistogramm und Energiehistogramm

## 6. Abregelungsverluste

Manchmal wird mehr Strom erzeugt, als zeitgleich verbraucht werden kann. Für die Netzstabilität ist das genauso schlimm wie eine Unterversorgung – in beiden Fällen muss man zügig gegensteuern, um einen Blackout zu vermeiden. Die einfache und wirkungsvolle Steuerungsmaßnahme bei Stromüberangebot ist die Abschaltung (oder Leistungsreduktion) von Kraftwerken, z.B. von Windkraftanlagen. Wir wollen bestimmen, wie groß der Verlust an jährlicher Stromerzeugung bei der Abregelung von Windkraftanlagen ist. Wir nehmen dazu vereinfachend an, dass die Abregelung stets bei einem konstanten Prozentsatz der (gesamten) installierten Leistung erfolgt, die Abregelungsschwelle also nicht zeitabhängig ist.

Aus unserem Histogramm aus dem Excel-Sheet (Zeilen 40-50) können wir die nötigen Informationen ableiten, die dafür bestimmend sind:

Liegt die Abregelungsschwelle beispielsweise bei 50%, so sind lediglich die Kanäle „50-75%“ und „75-100%“ betroffen. Doch verschwinden diese Beiträge nicht komplett aus der Bilanz, denn ein Anteil – nämlich der, der gerade 50% der Gesamtleistung betrifft – kann weiter beitragen.

Betrachten wir zunächst den Kanal „50-75%“. Er liefert (gemäß Zelle D50) 10,9% der Jahresarbeit. Er hat eine gewisse Bandbreite, von 50% bis 75% der Nennleistung der Turbine.

Ein Beitrag von 50% (untere Grenze der Bandbreite) würde keine Abregelung erfahren (denn 50% war ja gerade unsere Abregelungsgrenze!), ein Beitrag von 75% (obere Grenze der Bandbreite) würde zu einem Drittel wegeregelt werden. Ein in der Mitte der beiden gelegener Beitrag (in Höhe von 62,5% der Nennleistung) würde zu einem Fünftel ( $62,5\% - 50\% / 62,5\%$ ) wegeregelt. Nehmen wir diesen Beitrag der Kanalmitte als repräsentativ für den gesamten Beitrag des Kanals<sup>6</sup>, so verliert dieser Kanal bei Abregelung 20% seines Jahresarbeitsbeitrages, die Jahresarbeit reduziert sich also um  $10,9\% * 20\% = 2,18\%$  wegen der Abregelung des Kanals „50-75%“.

In ähnlicher Weise betrachten wir nun den Kanal „75-100%“: Sein mittlerer Beitrag (in Höhe 87,5% der Nennleistung) wird zu  $(87,5\% - 50\%) / 87,5\% = 0,43$  verringert, also von 0,3% (Zelle E50) auf 0,17%.

Wenn wir also unseren Windpark auf 50% seiner gesamten Nennleistung abregeln, reduzieren wir - bei der betrachteten Häufigkeitsverteilung - damit seinen Jahresarbeitsertrag um 2,35%. Je tiefer wir die Abregelungsschwelle ansetzen, um so höher wird dieser Verlustanteil natürlich ausfallen. Wie hängt dieser Verlust nun genau von der Abregelungsschwelle ab? Eine (näherungsweise) Kurve dafür ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

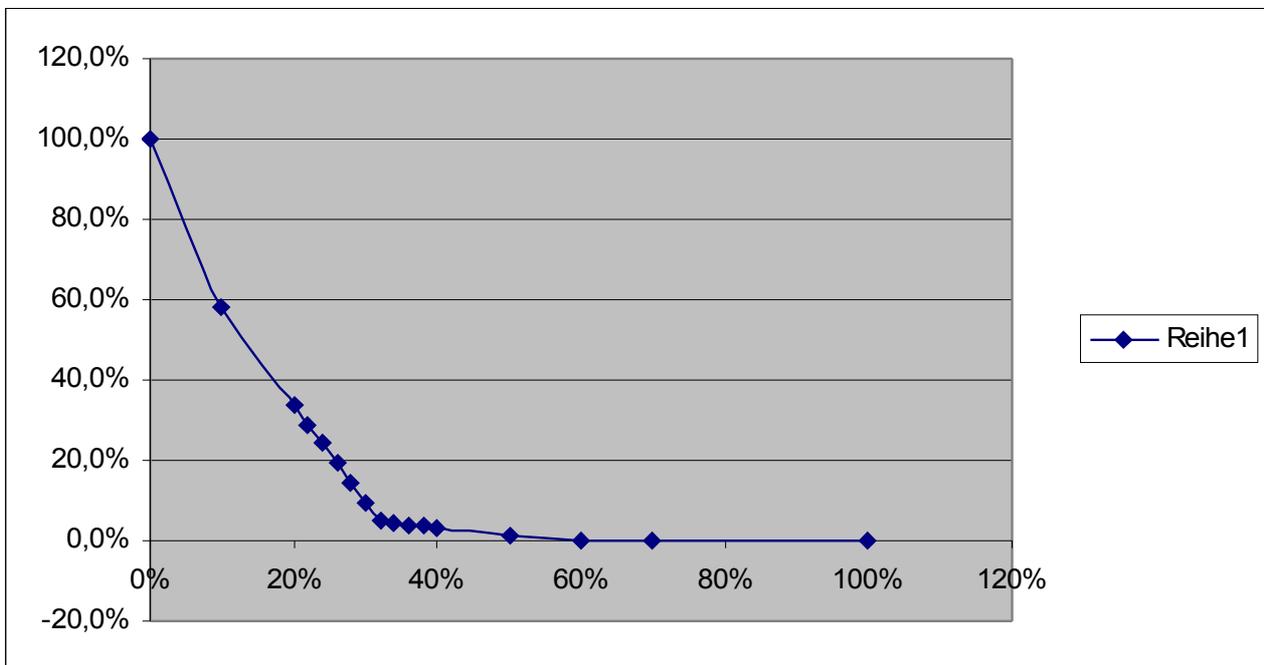


Abb. 5: Verluste an der Jahresarbeit in Abhängigkeit von der Abregelungsschwelle

Wie man sieht, liefert eine Schwelle von ca. 29% der installierten Leistung bei den gegebenen Randbedingungen einen Verlust von etwa 10%. Diese 10% wollen wir einplanen. Somit erhalten wir bei einer (mittleren) Netz-Aufnahmefähigkeit von 40 GW eine Abschätzung für die korrespondierende installierte Leistung von  $(40 \text{ GW} / 29\%) = 135 \text{ GW}$ .

<sup>6</sup> wir wissen bereits aus Abschnitt 4, dass der Kanalschwerpunkt eine bessere Näherung als die Kanalmitte sein dürfte.