

Studie

Kann der Atomausstieg bis 2022 gelingen?



von

Prof. Dr.-Ing. Peter Rißler

Juni 2011

p.rissler@t-online.de www.peter-rissler.de

Zusammenfassung

Im September 2010 verfügte die Bundesregierung ambitionierte Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Am 6. Juni 2011, nach Fukushima, verabschiedete die Bundesregierung zudem den Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022. Der Bundestag wird diesen Gesetzesvorlagen voraussichtlich zustimmen.

Generell bezweifeln Viele, ob diese Unterfangen zum Erfolg führen können, ohne dass die Bevölkerung und die Wirtschaft unvermeidbare Nachteile erleiden müssen.

Das Ziel dieser Untersuchung ist ein realistisches Bild, ob und ggf. wie der Atomausstieg bis 2022 gelingen kann.

Sie beschäftigt sich ausschließlich mit technischen Fragen, allerdings nicht mit solchen, die mit den Kapazitäten der Leitungsnetze in Zusammenhang stehen.

Im ersten Schritt dieser Studie werden zunächst alle wesentlichen Fakten zusammen getragen

- über die Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung und der Kernkraft,
- über deren Output,
- über die technischen Randbedingungen der verschiedenen Arten erneuerbarer Energie,
- über deren Output,
- über die bisherigen Erfahrungen bei Bau und Betrieb der erneuerbaren Energien,
- über die Ausbaupläne, soweit sie ein gewisses Reifestadium erreicht haben und in die Öffentlichkeit gedrungen sind.

In einem zweiten Schritt werden verschiedene Szenarien rechnerisch simuliert. Darin wird generell davon ausgegangen, dass die Kapazitäten der bisherigen konventionellen Einrichtungen unverändert erhalten bleiben und dass die Kernkraft nach dem Fahrplan der Bundesregierung vom 6. Juni 2011 außer Betrieb geht.

Im Szenario 1 wird unterstellt, dass 50 % der älteren Windkraftwerke an Land einem Repowering unterzogen werden. Es wird angenommen, dass bei 5.000 Kraftwerken dadurch die Ausbauleistung von 0,65 MW auf 5 MW angehoben wird. Offshore wird vom Bau von 1.000 Windkraftanlagen von je 5 MW Leistung ausgegangen. Photovoltaik und Biomasse sollen bis 2022 um 10 % steigen. Bei Windkraft, Photovoltaik und Biomasse werden auf der Zeitachse bis 2022 lineare Entwicklungen unterstellt. Die Kapazität der Wasserkraft bleibt unverändert.

In Szenario 2 wird – ausgehend von Meldungen, dass die Bundesregierung für 2011 eine Steigerung der Photovoltaik um 3.500 MW erwartet – unterstellt, dass diese Perspektive bis 2022 durchgehalten wird. Alle übrigen Annahmen entsprechen denen des Szenarios 1.

In Szenario 3 wird untersucht, wie es sich auswirken würde, wenn statt der 1.000 Offshore-Windkraftanlagen wegen widriger Verhältnisse oder aus anderen Gründen nur 50 %, also 500 Anlagen bis 2022 ans Netz gebracht werden können. Ansonsten werden die Annahmen von Szenario 1 verwendet.

Das letzte, das 4. Szenario, dient einer Klärung der Frage, ob es überhaupt möglich ist, die Kernkraft durch erneuerbare Energien zu substituieren. Dazu wird auf der Basis aller übrigen Daten von Szenario 1 unterstellt, dass 2.000 und nicht nur 1.000 Offshore-Windkraftanlagen errichtet werden. Dies wären doppelt so viele wie in den vorliegenden Ausbauplänen enthalten sind. Die Offshore-Windkraft wurde deshalb gewählt, weil hier die größten Substitutionseffekte zu erwarten wären.

Zur Frage der notwendigen Speicher, um die stark fluktuierenden Erzeugungen der erneuerbaren Energien auszugleichen, ergibt die Studie, dass von allen derzeit im Gespräch befindlichen Speichermedien nur die Pumpspeicherkraftwerke derzeit und in absehbarer Zukunft in der Lage sind, derartige Aufgaben im großtechnischen Maßstab zu übernehmen. Allerdings reicht ihre Kapazität bei weitem nicht aus, um die durch den geplanten Zubau erneuerbarer Energien entstehenden Bedarf abzudecken.

Es bleibt daher nur, neben der zur Abdeckung der Grundlast nach wie vor notwendigen thermischen Kraftwerke zusätzliche thermische Kapazitäten zu schaffen, welche Pufferfunktionen übernehmen können.

Die Ergebnisse sind aus Sicht der erneuerbaren Energien nicht berauschend – eher sogar niederschmetternd. Unabhängig davon, ob die Windkraft extrem (sogar unrealistisch extrem) ausgebaut werden würde oder die Photovoltaik. In beiden Fällen würde

- in den Jahren zwischen 2011 und 2020/21 das nach der Abschaltung der ersten acht Reaktoren eingetretene niedrige Niveau der Sicherheit bei der Stromversorgung nicht verbessert werden,
- würde die Stromerzeugung in den letzten Jahren dieses Zeitkorridors, wenn es nämlich bei der Kernkraft zu einer Ballung von Außerbetriebnahmen kommt, dramatisch einbrechen.

Es kann keine Maßnahme erkannt werden, durch welche die Kernkraft allein durch erneuerbare Energien ersetzt werden kann.

Soll die Kernkraft vollständig ersetzt werden, so müssen, neben eine Aufstockung des gegenwärtigen thermischen Kraftwerksparks, in großem Umfang thermische Kraftwerke hinzu gebaut werden, welche dann zugunsten der Erneuerbaren Pufferfunktionen zu erfüllen hätten.

Inhalt

ZUSAMMENFASSUNG	2
INHALT	4
ANLASS.....	5
ABSICHTEN DER BUNDESREGIERUNG VOR „FUKUSHIMA“	5
ABSICHTEN DER BUNDESREGIERUNG NACH „FUKUSHIMA“	5
DAS DERZEITIGE ENERGIEERZEUGUNGSINVENTAR IN DEUTSCHLAND	7
ERNEUERBARE ENERGIEN	10
Windkraft	10
Charakteristiken der Windkraft	10
Off-shore Windparks	15
Onshore Windkraft	23
Photovoltaik (PV).....	24
Wasserkraft	25
Biomasse.....	26
UNTERSUCHUNG DENKBARER SZENARIEN.....	27
Szenario 1.....	28
Szenario 2.....	31
Szenario 3.....	32
MAßNAHMEN ZUR ABFEDERUNG NICHT-DISPONIBLER ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN	34
Speicher.....	34
Einsatz von thermischen Kraftwerken zur Bereitstellung von Regelleistung.....	37
ERREICHBARKEIT DER POLITISCHEN ZIELE UND AUSWIRKUNGEN	39
Erreichbarkeit der ökologischen Ziele „vor Fukushima“	39
Folgen der parlamentarisch akzeptierten politischen Ziele „nach Fukushima“	39
KANN DER ATOMAUSSTIEG BIS 2022 GELINGEN?	40

Anlass

Nach dem Reaktorunfall in Fukushima verkündete die Bundesregierung den Ausstieg aus der Kernenergie. Seitdem wird erbittert darüber diskutiert, ob dies für einen Industriestandort Deutschland überhaupt möglich ist. Wie üblich bei politischen Diskussionen geht es dabei allen Seiten nur darum, sich durchzusetzen. Die Wahrheit oder zumindest die volle Wahrheit bleibt dabei häufig auf der Strecke.

Dem Bürger, soweit er nicht unmittelbar Beteiligter ist, verbleibt zumeist, allein aus Zeitgründen, keine Möglichkeit, die Fakten auf ihren Wahrheitsgehalt zu prüfen. Er ist in dieser Schlacht hilflos ausgeliefert, ahnt jedoch, dass er der Leidtragende sein wird.

Diese Studie hat das Ziel, die maßgebenden Fakten zu sortieren, um nicht auf die Worte von Kernkraftgegnern und –befürwortern alleine angewiesen zu sein, und das Unterfangen der Bundesregierung zu bewerten.

Sie beschäftigt sich ausschließlich mit technischen Aspekten. Wirtschaftliche Gesichtspunkte bleiben außen vor.

Absichten der Bundesregierung vor „Fukushima“

Am 28. September 2010 verfügte die Bundesregierung im Rahmen ihres Energiekonzepts folgende Zielvorgaben für 2020 (WEC²):

- | | |
|---|------|
| – Treibhausgasemissionen | -40% |
| – Primärenergieverbrauch | -20% |
| – Stromverbrauch | -10% |
| – Anteil erneuerbarer Energien
am Bruttoendenergieverbrauch | 18% |
| – Anteil Stromerzeugung aus
erneuerbaren Energien am
Bruttostromverbrauch | 35% |

Absichten der Bundesregierung nach „Fukushima“

Am 6. Juni 2011 verabschiedete das Bundeskabinett eine Novelle zum Atomgesetz mit folgenden Details:

1. Den bereits abgeschalteten sieben Kernkraftwerken (Biblis A, Biblis B, Isar 1, Brunsbüttel, Neckarwestheim 1, Philippsburg 1, Unterweser) sowie dem Kraftwerk Krümmel wird die Betriebsgenehmigung entzogen.
2. Eines davon soll bis zum Frühjahr 2013 als Reservekraftwerk zur Verfügung stehen.

3. Bis Ende 2015 sollen das Kraftwerk Grafenrheinfeld, bis Ende 2017 Gundremmingen B, bis Ende 2019 Philippsburg 2 und bis Ende 2021 die Kernkraftwerke Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf vom Netz gehen.
4. Spätestens bis Ende 2022 sollen Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 abgeschaltet werden.
5. Ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz soll einen schnelleren Ausbau der Stromübertragungsnetze ermöglichen, (von gegenwärtig 10 Jahren für Planung und Bau verkürzt auf 4 Jahre).

Es sieht gegenwärtig (23. Juni 2011) so aus, als ob nahezu sämtliche im Bundestag vertretenen Parteien diese Novelle absegnen würden.

Das derzeitige Energieerzeugungsinventar in Deutschland

In Deutschland waren bis zum Moratorium folgende Kernkraftwerke an Netz (Tabelle 1):

Tabelle 1 Kernkraftwerke am Netz am 28.02.2011¹

Kernkraftwerke		Typ	Elektr. Leistung (brutto) MW	Jahr der Inbetriebnahme (Erstkritikalität)
GKN-1	Kernkraftwerk Neckarwestheim 1	DWR	840	1976
GKN-2	Kernkraftwerk Neckarwestheim 2	DWR	1400	1988
KBR	Kernkraftwerk Brokdorf	DWR	1480	1986
KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel	SWR	806	1976
KKE	Kernkraftwerk Emsland, Lingen	DWR	1400	1988
KKG	Kernkraftwerk Grafenrheinfeld	DWR	1345	1981
KKI-1	Kernkraftwerk Isar 1, Essenbach	SWR	912	1977
KKI-2	Kernkraftwerk Isar 2, Essenbach	DWR	1485	1988
KKK	Kernkraftwerk Krümmel	SWR	1402	1983
KKP-1	Kernkraftwerk Philippsburg 1	SWR	926	1979
KKP-2	Kernkraftwerk Philippsburg 2	DWR	1468	1984
KKU	Kernkraftwerk Unterweser, Esenshamm	DWR	1410	1978
KRB-II-B	Kernkraftwerk Gundremmingen B	SWR	1344	1984
KRB-II-C	Kernkraftwerk Gundremmingen C	SWR	1344	1984
KWB-A	Kernkraftwerk Biblis A	DWR	1225	1974
KWB-B	Kernkraftwerk Biblis B	DWR	1300	1976
KWG	Kernkraftwerk Grohnde	DWR	1430	1984

DWR Druckwasserreaktor

SWR Siedewasserreaktor

Die nachfolgenden Zahlen beziehen sich auf 2010². Die Nettoengpassleistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich am Jahresende auf 165.859 MW. Davon entfielen 53.944 MW auf erneuerbare Energien, 27.867 MW auf Steinkohle, 20.490 MW auf Kernenergie, 20.358 MW auf Braunkohle, 25.500 MW auf Erdgas und 17.799 MW auf andere Energien (einschließlich Pumpspeicherwerke).

Bei den erneuerbaren Energien (insgesamt 53.944 MW) entfielen 27.214 MW auf Wind, auf Photovoltaik 16.500 MW, auf Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) 5.330 MW³, auf Biomasse 4.890 MW und auf Geothermie 10 MW.

¹ Bundesamt für Strahlenschutz http://www.bfs.de/kerntechnik/ereignisse/standorte/karte_kw.html

² World Energy Council: Energie in Deutschland, Mai 2011

³ Nach dem Energieeinspeisungsgesetz (EEG) wird Wasserkraft grundsätzlich nur bei Kleinanlagen als regenerativ angesehen. Der Grund ist nicht bekannt. Somit sind alle großen Wasserkraftanlagen unter sonstige Energien eingestuft (§ 23 EEG).

Nach Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 37,5 TWh⁴ ermittelt sich für 2010 eine Netto-Stromerzeugung von 583,5 TWh. Diese teilen sich wie folgt auf: Kernenergie 22,8 %, Braunkohle 23,1 %, Steinkohle 18,3 %, Erdgas 14,0 %, erneuerbare Energien 17,1 %, Heizöl und sonstige Energien 4,7 %.

Die 17,1 % (entsprechend 102,3 TWh) der erneuerbaren Energien teilen sich auf in 36,5 TWh der Windkraft, 19,7 TWh auf als regenerativ eingestufte Wasserkraft⁵ (ohne Pumpspeicher), 28,5 TWh auf Biomasse, 5,6 TWh auf Müll und 12,0 TWh auf Photovoltaik (PV). Dies ergibt die spezifische Stromerzeugung nach Tabelle 2.

Tabelle 2 Spezifische Stromerzeugung (TWh/GW) und Volllastbetriebsstunden im Jahr 2010

Sparte	Nettoengpassleistung (MW)	Nettostromerzeugung (TWh/a)	Spezifische Stromerzeugung TWh/GW	Volllastbetriebsstunden (gerundet) h/a
Steinkohle	27.867	106	3,8	3800
Kernenergie	20.490	133	6,5	6500
Braunkohle	20.358	134	6,6	6600
Erdgas	25.500	82	4,6	4600
Wind	27.214	36,5	1,3	1290
Photovoltaik	16.500	12,0	0,7	700
Wasserkraft (nur als regenerativ eingestufte, d.h. ohne die großen Flusskraftwerke)	5.330	19,7	3,7	3700
Biomasse	4.890	28,5	5,8	
Summen:	148.149	551,7		

Brutto- und Nettoleistung (Tabellen 1 und 2) der Kernkraftwerke unterscheiden sich nur wenig (Summe 20.717 MW in Tabelle 1 und 20.490 MW in Tabelle 2), weswegen in der Folge nur mit den Zahlen der Tabelle 2 gerechnet wird.

Tabelle 2 verdeutlicht, dass die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 220 % des derzeitigen Dargebots steigen müsste, um die Kernkraft zu substituieren. Dies entspräche – wiederum grob – einer Nettoengpassleistung der erneuerbaren Energien von 118.000 MW anstatt von derzeit 53.900 MW. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Wasserkraft derzeit bereits ausgereizt ist und größerer Zubau daher nicht zu erwarten ist..

Der Stromverbrauch ist jahreszeitlich sehr unterschiedlich. Abb.1 demonstriert dies nach einer Erhebung der EEFA⁶. Danach wurden in den letzten Jahren im Sommer durchschnittlich 45 TWh pro Monat abgenommen, im Winterhalbjahr bis 55 TWh je Monat. Die Abnahme ist im Winter bis zu 22 % höher als im Sommer.

Bezogen auf den Jahresmittelwert werden im Sommer 10 % weniger, im Winter dagegen 10 % mehr verbraucht.

Aus Abb. 1 wird auch deutlich, dass die Stromnachfrage insgesamt, allen Sparappellen zum Trotz, seit Anfang der 90er Jahre bis etwa 2000 linear angestiegen ist. Wurden 1991 im

⁴ 1 TWh entspricht 1 Mrd. kWh

⁵ siehe EEG, § 23

⁶ EEFA – Energy Environment Forecast Analysis GmbH: Sicherheit unserer Energieversorgung – Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken, April 2010

Jahresmittel monatlich brutto noch ca. 45 TWh nachgefragt, waren es 2006 brutto nahezu 48 TWh.

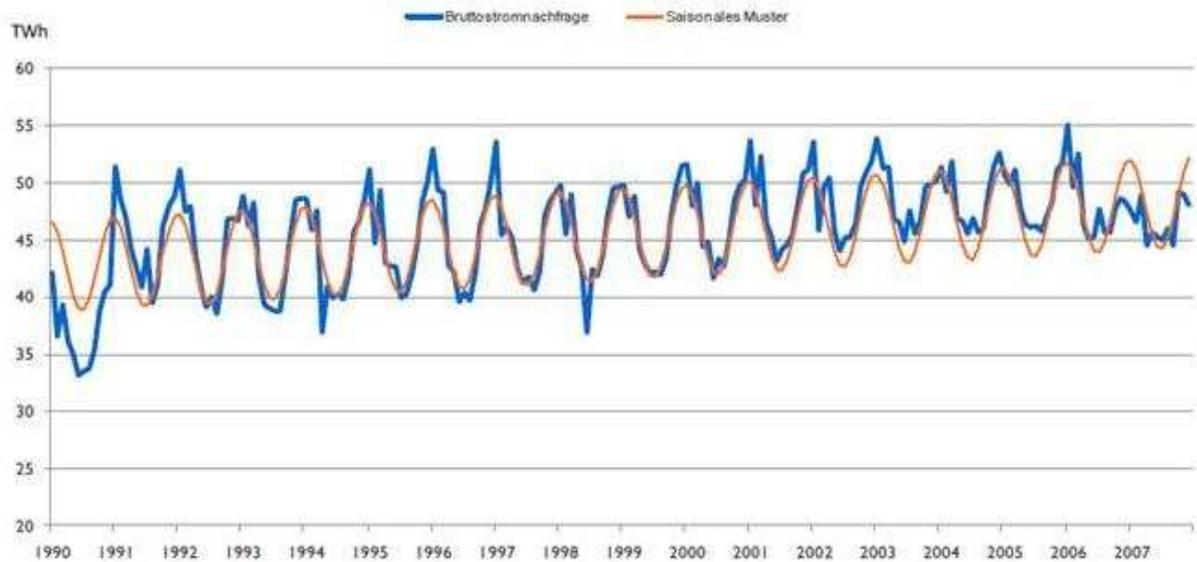


Abb. 1 Monatliche Stromnachfrage in Deutschland

Die Import-/Exportsituation stellt sich für 2010 (Zahlen nur für Januar bis November) gemäß Tabelle 3 dar⁷.

Tabelle 3 Stromim- und export von Januar bis November 2010 (TWh)

Land	Import	Export
Frankreich	14,517	0,665
Luxemburg	8,302	0,545
Niederlande	5,957	13,238
Österreich	3,002	7,392
Schweiz	2,645	5,765
Dänemark	2,478	13,089
Tschechien	1,175	5,534
Schweden	1,002	2,123
Polen	0,118	5,022
Summe	39,196	53,373
Saldo	Exportüberschuss 12,177	

Tabelle 3 weist aus, dass am meisten Strom aus dem kernkraftorientierten Frankreich importiert wurde, größtenteils vermutlich Atomstrom. Exportiert wurde in größerem Maße in diejenigen Nachbarländer, welche ihre Erzeugung groß- oder sogar größtenteils auf Windkraft begründet haben (Niederlande und Dänemark).

Insgesamt ist etwas mehr exportiert als importiert worden. Der Saldo beläuft sich auf 12,2 TWh. Das sind etwa 2 % der deutschen Gesamterzeugung. Es wäre falsch, diese Erkenntnis

⁷ Nach AGEB: Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1. bis 4. Quartal - <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118>

zu benutzen, um einen Stromüberschuss in Deutschland zu behaupten. Es handelt sich vielmehr um geringfügigen Ausgleich innerhalb des europäischen Verbunds, um das Gesamtnetz zu stabilisieren.

Aus Tabelle 2 ist zu ersehen, dass die beiden von der Ausbauleistung her bedeutendsten Sparten der Regenerativen (Wind und Photovoltaik) den weitaus geringsten Wirkungsgrad bei der Erzeugung aufweisen.

Diesem Phänomen wird in der Folge nachgegangen.

Erneuerbare Energien

Windkraft

Charakteristiken der Windkraft

Inzwischen (Stand 31.12.2010) stehen in Deutschland 21.607 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 27.214 Megawatt⁸. Die zeitliche Entwicklung des Zubaus lässt sich Abb. 2 entnehmen⁹.

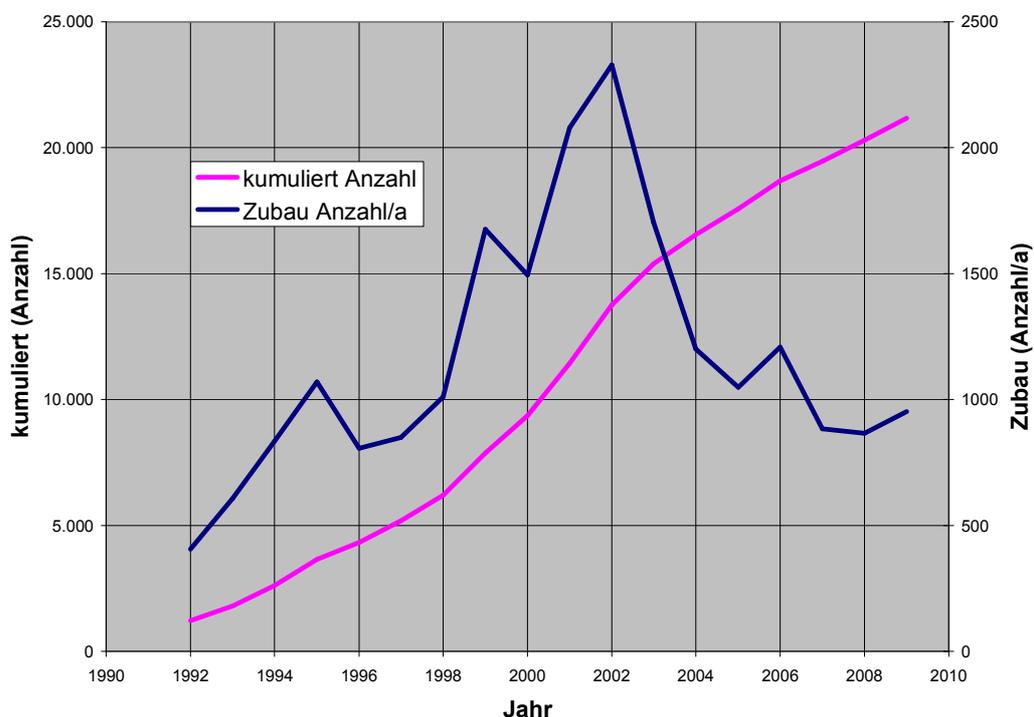


Abb. 2 Zahlenmäßige Entwicklung der Windkraftanlagen in Deutschland von 1992 bis 2009

⁸ Erhebung des Deutschen Windenergie Institutes (DEWI) im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BVWE) und des VDMA

⁹ Die Abb. 2 bis 6 wurden aus Daten errechnet, welche der BVWE in seiner Website zur Verfügung stellt.

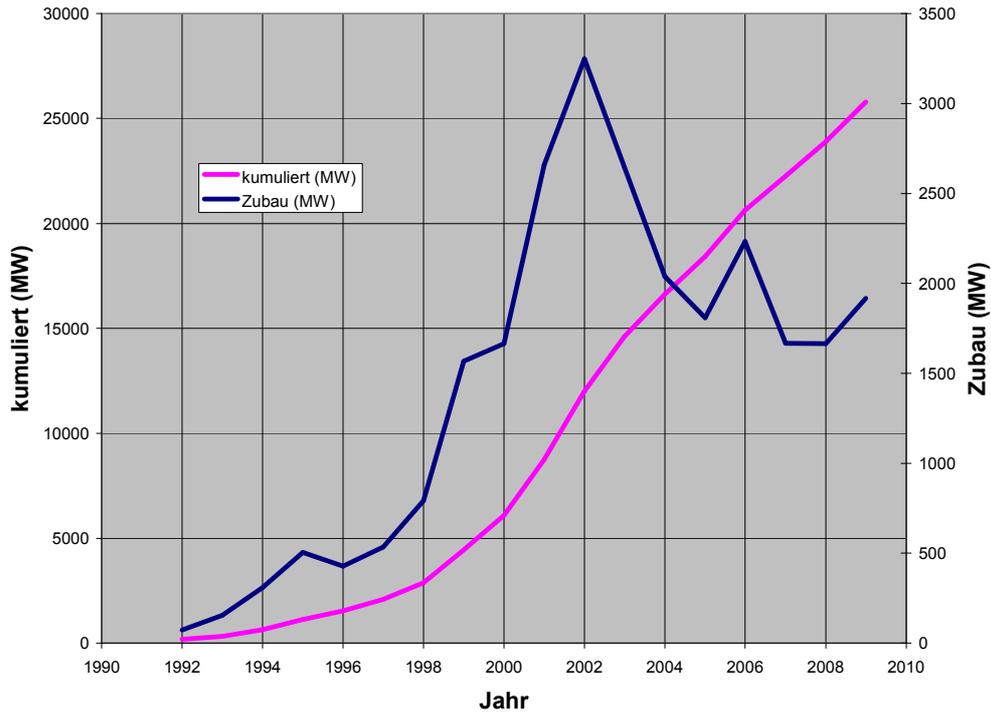


Abb.3 Entwicklung der Windenergieleistung in Deutschland von 1992 bis 2009

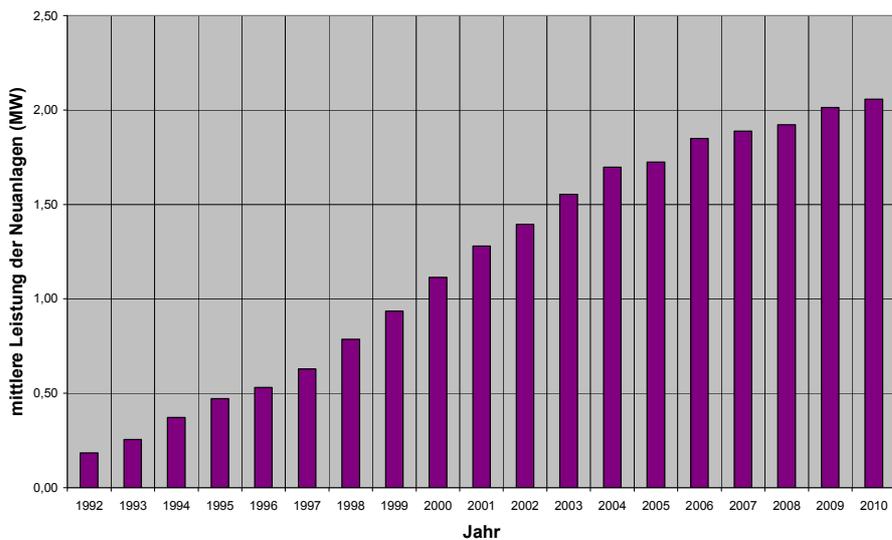


Abb. 4 Mittlere Leistung der Neuanlagen eines Jahres

Aus Abb. 4 geht hervor, dass die Ausbauleistung der Neuanlagen ständig zugenommen hat und gegenwärtig bei etwa 2 MW je Anlage liegt.

Die Entwicklung der Windstromeinspeisung ist Abb. 5 zu entnehmen.

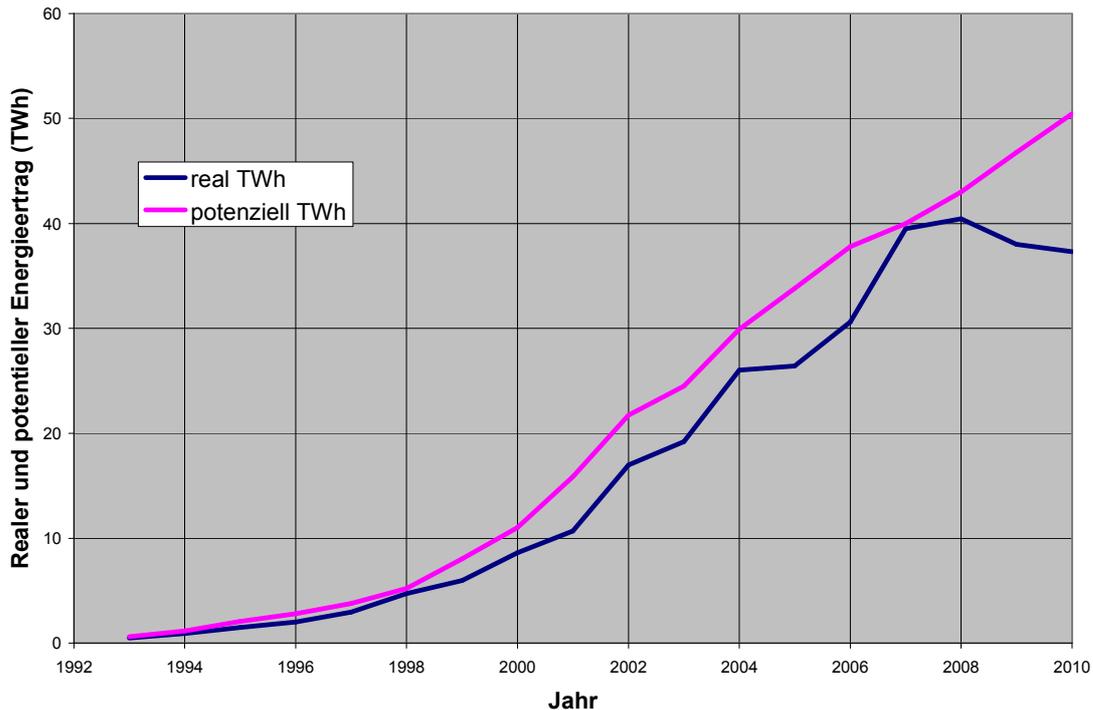


Abb. 5 Entwicklung der Windstromerzeugung

Nach DEWI⁸ wurden in 2010 über 37 TWh eingespeist (nach WEC, Tabelle 2, 36,5 TWh). Das Potenzial der bestehenden Anlagen läge gemäß BVWE über 50 TWh. Allerdings hätten unterdurchschnittliche Windjahre bisher verhindert, dass dieses Potenzial voll ausgeschöpft wurde. Dieses Argument kann bei der hier behandelten Fragestellung der Versorgungssicherheit nicht zählen, weil derartige Schwachwindperioden immer wieder auftreten können.

Mittlere Windgeschwindigkeiten

Die mittleren Windgeschwindigkeiten liegen in Schleswig Holstein bei 5 m/s, an der Küste Niedersachsens bei 4 m/s, im sonstigen Norddeutschland bei 3-3,5 m/s und in Süddeutschland bei 2,5-3,1 m/s. In der Nord- und Ostsee werden im Mittel 10 m/s gemessen (alle Angaben für 10 m über Grund bzw. über dem Wasser).

Schwankungen der Windenergie

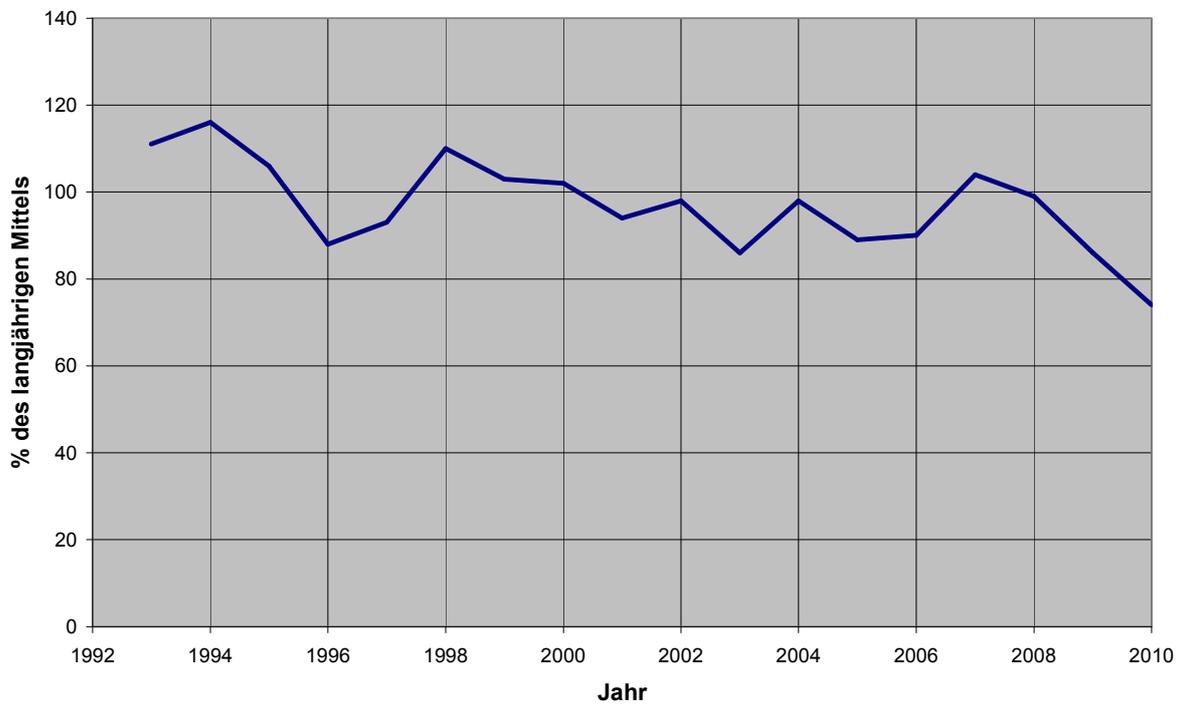


Abb. 6 Jahresschwankungen der Windenergie

Abb. 6 verdeutlicht, dass die Windausbeute keine Konstante ist, sondern von Jahr zu Jahr bis zu 20 % nach oben und unten schwanken kann.

Abb. 7 entstammt der Website des BVWE, welche bis um den 10. Juni 2011 im Netz stand und seitdem in neuem Gewand daher kommt. In der neuen Fassung ist die betreffende Abbildung nicht mehr enthalten, was ihren Wahrheitsgehalt jedoch nicht schmälert.

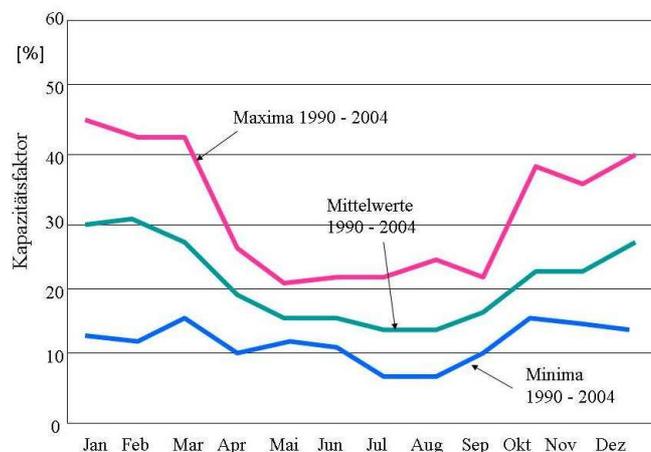


Abb. 7 Ausnutzungsgrad der Windkraftanlagen über das Jahr hinweg (Da gegenwärtig nur Onshore-Anlagen vorhanden sind, kann sich die Grafik nur auf Anlagen an Land beziehen)

Abb. 7 lässt erkennen, dass der Ausnutzungsgrad von Windkraftanlagen sehr unterschiedlich sein kann. Im Jahresgang werden sie im Mittel im Wintervierteljahr (Dez. bis März) zu 25 bis 30 % ausgenutzt. Im Minimum (und das ist in Zusammenhang mit dieser Studie die maßgebende Information) zwischen 8 und 15 %, im Winter zwischen 10 und 15 %, im Sommer nur zu 8 bis 10 %.

Bei der Betrachtung kurzer Zeiträume ist der Effekt noch mindestens ebenso gravierend. Der BVWE hatte in seiner alten Website auch die Grafik, welche hier in der Originalform als Abb. 8 aufgenommen wurde.

Die unten dargestellte Abbildung zeigt die Einspeisung (in Prozent der Nennleistung) in einem Zeitraum von 10 Tagen bei einer Einzelanlage (Oben), eines Windparks (Mitte) und bei allen Windkraftanlagen Deutschlands (vom 21.12.04 bis zum 31.12.04). (kursiv: Originaltext der Website)

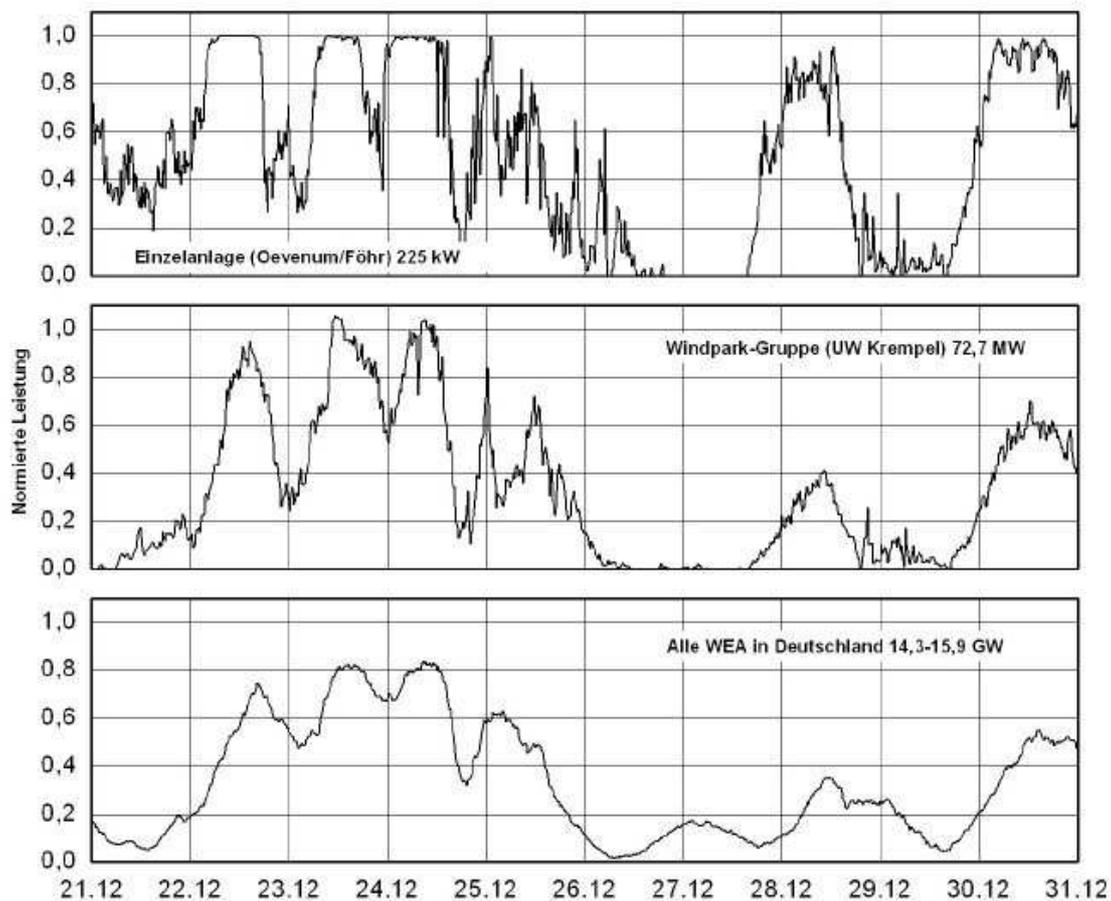


Abb. 8 Beispiel für den Zeitverlauf der normierten Leistung einer Windkraftanlage, einer Windparkgruppe und aller deutschen Windenergieanlagen (21.-31.12.2004) – ISET, Windenergie Report Deutschland 2005 (nach BVWE)

In diesem Beispiel wird gezeigt, dass die Gesamtheit der deutschen Windkraftanlagen, deren technische Gesamtleistung zu diesem Zeitpunkt um 15 GW betrug, während der ganzen letzten Woche des Jahres 2004 maximal 30% geleistet hat, zumeist unter 20 % und tage- bzw. stundenweise überhaupt nicht. Unterstellt, die Windkraft hätte in dieser Woche die gesamte Erzeugung aus der Kernkraft abdecken müssen. Es wäre, selbst bei vorsichtiger Formulierung, zu chaotischen Verhältnissen gekommen.

Repowering

Nach BVWE erreichen in Deutschland im Jahr 2010 9.359 Anlagen (mit 6.104 MW, entsprechend 0,65 MW mittlere Ausbauleistung je Anlage) das Alter von mindestens 12 Jahren. Der BVWE macht dafür Reklame, einen Großteil davon einem Repowering zuzuführen. Repowering bedeutet, dass die alten Anlagen abgerissen und durch leistungsfähigere ersetzt werden.

Als gelungenes Beispiel wird Galmsbüll angeführt. Im nordfriesischen Galmsbüll ist zwischen 2005 und 2007 ein größeres Repowering-Projekt umgesetzt worden. Nunmehr drehen sich dort 21 Windkraftwerke mit einer gesamten Leistung von 60 MW (durchschnittliche Leistung 2,85 MW). Diese werden nach der Prognose des BVWE mehr als 155 Mio. kWh/a erzeugen.

Anmerkung der Autors: Dies entspricht etwa 2600 h/a Vollast und dürfte nach anderen Ausführungen des BVWE (s. unten) sehr ehrgeizig sein.

Off-shore Windparks

Baltic 1

Der EnBW Windpark Baltic 1 ist der erste kommerzielle Windpark in der Ostsee. Er wurde vor wenigen Wochen, am 2. Mai 2011, im Beisein der Frau Bundeskanzlerin feierlich eingeweiht. 16 km nördlich der Halbinsel Darß/Zingst stehen 21 Windenergieanlagen auf einem Areal von 7 km². Sie können bei einer Gesamtleistung von 48,3 MW jährlich 185 GWh Energie erzeugen¹⁰. Die Zahl dürfte ziemlich optimistisch sein. Denn 185 GWh/a entsprächen etwa 44% der maschinentechnisch theoretisch möglichen Höchstausbeute bei 8760 h/a, bzw. 3830 Vollastbetriebsstunden. Auch wenn offshore mehr Wind weht als Onshore. 3830 Vollaststunden gegenüber 1290 an Land erscheinen doch sehr üppig, insbesondere, wenn die notwendigen betrieblichen Stillstandszeiten berücksichtigt werden. Dieses Thema wird nochmals im Zusammenhang mit Alpha Ventus aufgegriffen.

¹⁰

http://www.enbw.com/content/de/windkraft_offshore/baltic1/das_projekt/index.jsp;jsessionid=09D4DA0F730D60A73CBFF2010E880D0E.nbw185

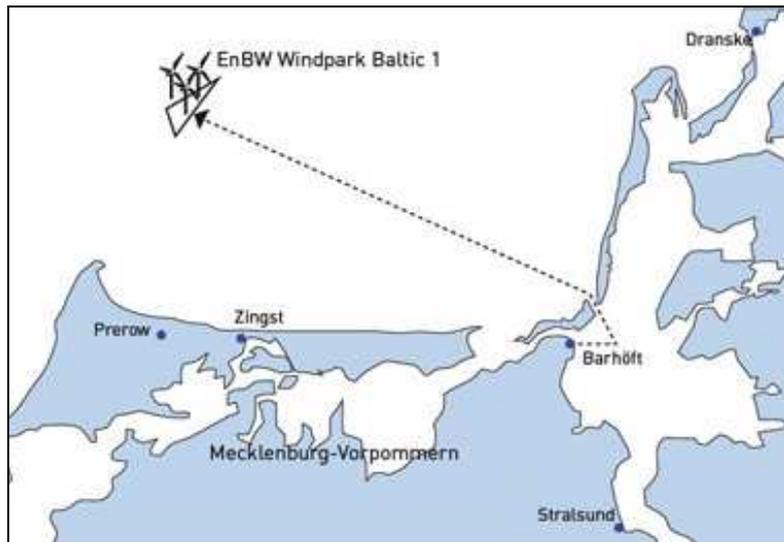


Abb. 9 Der soeben eingeweihte Windpark Baltic 1

Die Anlage steht in 16 – 19 m Wassertiefe. Installiert wurden 21 Siemens SWT-2,3-93/2300 kW. Jede der Anlagen hat also nach der Auslegung eine Höchstleistung von 2,3 MW. Die sonstigen Abmessungen: Nabenhöhe 67 m, Rotordurchmesser 93 m.

Mit der Projektplanung wurde 1997 begonnen. 2005 war das Raumordnungsverfahren mit positiver Beurteilung abgeschlossen worden. Offizieller Baubeginn war am 10. Juli 2009. Am 3. April 2011 wurde erstmals Strom erzeugt. Bei Baubeginn wurden die Baukosten mit 120 Mio. € angegeben. Nach Pressemeldungen (Focus-Online, 2.5.2011 und NDR.de, 28.03.2011) belaufen sich die Gesamtkosten allerdings auf 300 Mio. €.

Alpha Ventus

Zeitlich etwa parallel dazu ist 45 km nördlich von Borkum, in 30 m Meerestiefe, der erste deutsche Windpark (Alpha Ventus) in der Nordsee entstanden (12 Windkraftanlagen mit je 5 MW, Rotordurchmesser 126 m, Nabenhöhe 92 m) und war im November 2009 fertig gestellt. Die dena beschreibt sie ausdrücklich als Testfeld. Die Anlage hat zwischen dem 16.11.2010 und dem 31.01.2011 60 GWh produziert, was einem Ausnutzungsfaktor der installierten Maschinenleistung von 55 % entspricht (Quelle: Pressemitteilungen des Betreibers).



Abb. 10 Standort des ersten deutschen Offshore Windparks Alpha Ventus¹¹ in der Nordsee

¹¹ Plan aus <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=26>

Weitere Ausbauplanungen

Weitere Offshore Windparks sind beabsichtigt (Tabelle 4). Für diese sind Turbinengrößen zwischen 3 und 6,5 MW geplant (Quelle dena-online). Wie Abb. 11 erkennen lässt, sind noch weit mehr Windparks in der Nordsee in der Planung, deren Genehmigung aber noch aussteht. Da diese sehr weit in die offene See hinein ragen, muss davon ausgegangen werden, dass dort noch erheblich größere Wassertiefen herrschen.

Abb. 11 zeigt, dass die deutsche Offshore-Windpark-Realisierung noch ganz in den Anfängen steckt. Alpha Ventus war nur eine Versuchsanlage.

Aus der gelungenen Inbetriebnahme der Felder Baltic 1 und Alpha Ventus nach ca. 2 Jahren Bauzeit ist es nicht angezeigt, ähnlich schnelle Realisierungen bei den übrigen Nordsee-Offshore-Windparks zu erwarten. Baltic 1 liegt in der vergleichsweise ruhigen Ostsee, nur 16 km vom Festland entfernt und die Anlagen sind nur 16 bis 19 m unter der Meeresoberfläche gegründet. Auch Alpha Ventus liegt, bezogen auf die anderen geplanten Parks noch küstennah.

Die Nordseeparks sollen in der rauen Nordsee errichtet werden, bei Wassertiefen von bis zu 40 m (im Mittel um 26 m) und im Mittel 55 km (im Extrem 90 km) von der Küste entfernt. Sowohl die Bauarbeiten wie auch der langfristige Betrieb haben unter ungleich härteren Bedingungen stattzufinden als in der Ostsee. So ist erst vor wenigen Tagen (am 11. Mai 2011) von der Betreiberfirma der Nordseeplattformen (GL Garrad Hassan) öffentlich über unvermutete Ergebnisse berichtet worden. In den Jahren 2006 und 2007 sind bei Stürmen (Tiefs Britta und Tilo) Wellenhöhen von 17 m gemessen worden, die bei einer der Plattformen zu Schäden geführt haben. Bisher war davon ausgegangen worden, dass 10-Meter-Wellen als Annahme ausreichend seien und dass 17-Meter-Wellen nur alle 100 Jahre einmal auftreten würden.

Abb. 12 zeigt zur Illustration der Problematik „Wartung und Reparatur“ ein Bild aus der dena-Publikation „Energiesysteme und Energiedienstleistungen- Messplattformen: Daten für Offshore“, welche die Realität verdeutlicht. Auch wenn davon ausgegangen wird, dass der Zugang zu den späteren Windkraftanlagen intelligenter gelöst wird als auf dem Bild (bei Alpha Ventus augenscheinlich nicht, wie die Leiter in Abb. 13 erkennen lässt), so bleibt die generelle Problematik erhalten. Der Website von Alpha Ventus ist zu entnehmen, dass die Anlagen für den Service nur in 20% der Zeit per Schiff zugänglich sein werden. In der übrigen Zeit, und das betrifft naturgemäß Phasen schlechten Wetters (!), müssen sich die Techniker vom Hubschrauber aus 10 m und mehr auf die Gondeln abseilen. Um wie viel problematischer, wenn es darum geht, Störungen zu beseitigen und wenn Ersatzteile transportiert werden müssen. Dies lässt ernste Zweifel an der Versorgungssicherheit durch derartige Anlagen aufkommen

Nach Fertigstellung der in Tabelle 4 aufgelisteten Windparks werden in der Nordsee, allein in den in Abb. 11 als genehmigt markierten Bereichen, ca. 1000 Windkraftanlagen stehen. Diese müssen auch im Winter bei großen Windstärken und bei hohem Seegang, bei denen naturgemäß das größte Ausfallrisiko besteht, erreicht werden können.

Tabelle 4 Beabsichtigte Offshore-Windparks (nach ²)

Unternehmen	Name	Leistung MW (netto)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Wassertiefe (m)	Küstenentfernung (km)	Status
BARD Engineering GmbH	Veja Mate	400	2011/12	40	91	genehmigt
SüdWestStrom EWE/Enowa	Bard Offshore 1	400	2012	40	89	im Bau
SüdWestStrom EWE/Enowa	Riffgat	100	2012	18-23	14,5	genehmigt
Trianel	Borkum West II	400	2012/13	29-39	52	genehmigt
RWE Innigy	Nordsee Ost	295	2012/13	22	30	genehmigt
HEAG Südthessische Energie AG u.a.	Global Techl 1	400	2013	39-41	93	genehmigt
EnBW	Baltic 2	288	2013	?	?	genehmigt
Vattenfall/StW München	Dan Tysk	288	2013/14	23-31	70	genehmigt
Dong Energy	Riffgrund 1	320	2014	23-29	34	genehmigt
E.ON Climate & Renewable	Amrumbank	350	2014	20-25	36	genehmigt
RWE Innogy	Innogy Nordsee I	996	2015	26-34	40	im Genehmigungsverfahren
Summe zu installierender Leistung		4.327		im Mittel 26 m	im Mittel 55 km	
davon genehmigt		3241				

Die Zahlen in den Spalten Wassertiefe und Küstenentfernung stammen von der Deutschen Energie-Agentur (dena)¹²

¹² <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761>

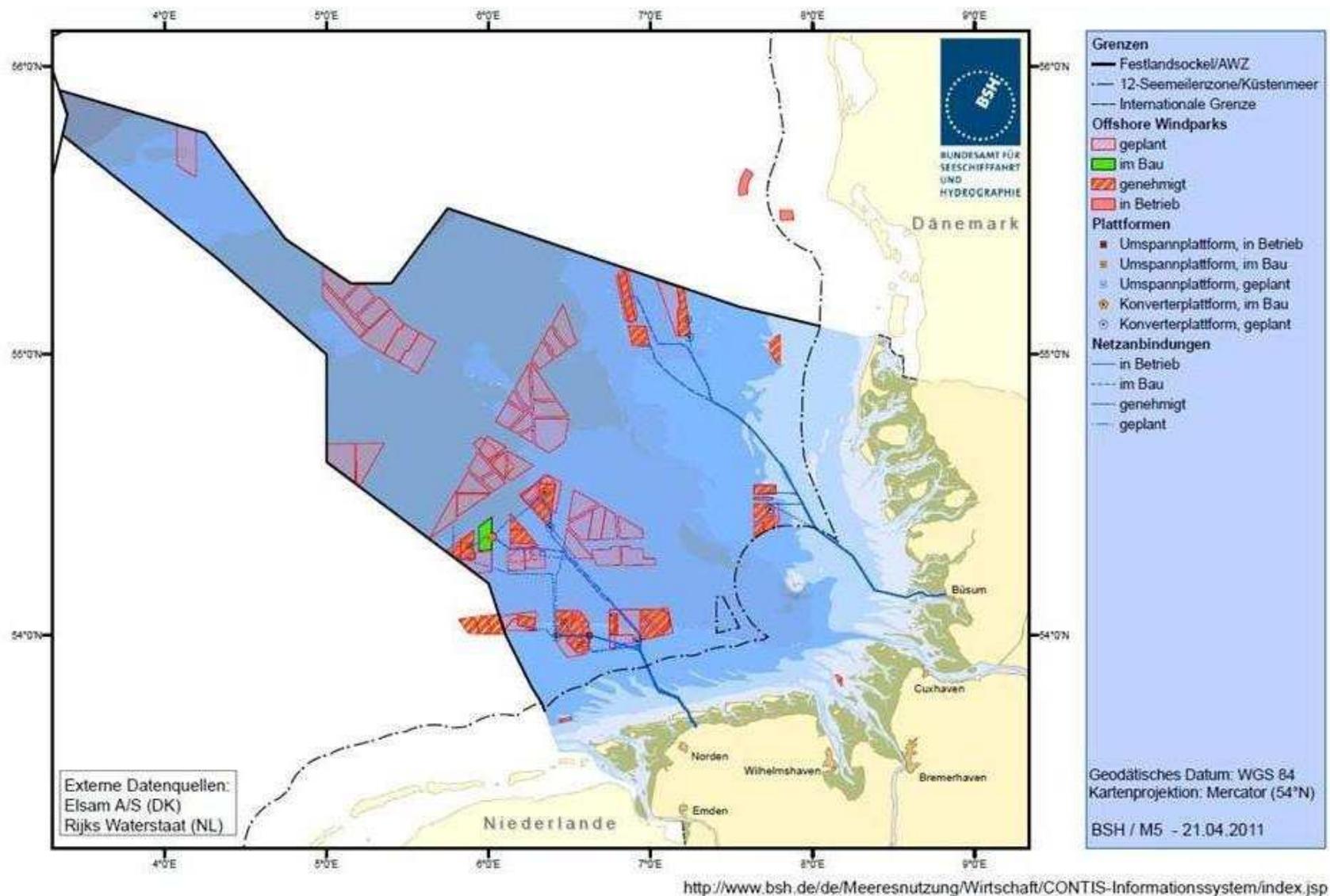


Abb. 11 Offshore-Windparks geplant, im Bau, genehmigt und im Betrieb, Stand 21.04.2011 (Quelle: dena)

Damit soll nicht unterstellt werden, dass der Bau unmöglich ist oder dass die Windparks später nicht betrieben werden können. Jedoch, da hierzulande kaum einschlägige Erfahrungen vorliegen, werden die in Tabelle 4 wiedergegebenen Realisierungstermine für sehr ambitioniert angesehen. Auch muss befürchtet werden, dass sich beim Betrieb Unzulänglichkeiten herausstellen, welche die ständige Einsatzbereitschaft nachhaltig infrage stellen. So mussten beim neuen Windpark Alpha Ventus bereits nach wenigen Monaten Betrieb (im Frühjahr 2010) die Hälfte der Gondeln (Maschinenhäuser) wegen Schäden ausgetauscht werden¹³.



Abb. 12 Aus dem Titelblatt der dena-Studie: Energiesysteme und Energiedienstleistungs-Messplattformen: Daten für Offshore-

Fazit Offshore

1. Anlagenleistung: Großtechnisch ausgeführt sind bisher Anlagen mit einer installierten Leistung von 2,3 MW/Windrad (Windpark Baltic 1) und von 5 MW/Windrad (Alpha Ventus). In den weiteren Nordsee-Offshore-Windparks (Tabelle 4) sind Turbinengrößen zwischen 3,5 und 6 MW vorgesehen. Es kann nicht beurteilt werden, ob derart große Turbinen unter den rauen Nordseebedingungen nachhaltig einsatzfähig sein werden. Zumindest sind beachtliche Lerneffekte zu erwarten (siehe Alpha Ventus). Es geht in der Nordsee um mehr als 1000 Anlagen.
2. Aus den Beispielen Windpark Baltic 1 und Alpha Ventus ist abzulesen, dass die Betreiber eine tatsächliche Energieausbeute von 44% (Baltic 1) erwarten bzw. 55 % kurzfristig (über 2 ½ Monate) erreicht haben (Alpha Ventus).
3. Für eine überschlägige Bewertung erscheint der für Baltic 1 errechnete Wert 44% auch für die Nordseekraftwerke hoch. Zwar wird er vom Winddargebot her höher liegen als auf dem Land (im Mittel ca. 20 %, s. Abb. 7). Dafür werden geplante und ungeplante Ausfallzeiten im Mittel deutlich länger sein. Bei der günstigen Zahl für Alpha Ventus (55%) ist zu berücksichtigen, dass dieser Windpark zuvor über längere Zeit nur mit verminderter Leistung betrieben wurde, weil 50% der Maschinerie defekt war. Solche Ereignisse werden auch bei der Gesamtheit der Offshore Kraftwerke nicht ausbleiben.

Dies alles berücksichtigt, ist im Jahr 2022 bei optimistischen Annahmen von folgender Situation der deutschen Offshore Windernte auszugehen:

¹³ <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=22>

Bautechnische Gesichtspunkte der Offshore Windparks

Aus der dena-Website¹⁶ geht hervor, dass

- international bisher realisierte Projekt mit bis zu 80 Anlagen existieren, jedoch nur relativ küstennah (bis max. 15 km) und in flacheren Gewässern (bis 12 m),
- Alpha Ventus die erste Windparkanlage in der Nordsee ist.

Die Installation von Windkraftanlagen in Ost- und Nordsee erfordert einen Park von Großmaschinen, wie er bisher nirgendwo sonst in der Technik (außerhalb der Erdöl- und Gasindustrie) notwendig war. Es lohnt sich, hierzu die Website von Alpha Ventus nachzulesen¹⁷. Dort heißt es u.a.

Die Errichtung der Anlagen erfolgt in verschiedenen Abschnitten. Gondel, Rotorblätter, Turmsegmente und die Gründungsstruktur zur Verankerung auf dem Meeresgrund werden an Land vorproduziert. Für die Arbeiten auf See steht eine spezielle Hubplattform zur Verfügung, die mit den handelsüblichen Modellen unseres Alltags allerdings nicht viel gemein hat. Nicht nur die Mietkosten der Plattform von 50.000-150.000 Euro pro Tag sind "speziell", sondern auch die Einsatzbedingungen auf hoher See. "Hochgejackt" steht die Plattform mit vier bis sechs Hubbeinen fest auf dem Meeresgrund und beherbergt etwa 10 Meter über dem unruhigen Wasserspiegel Mensch und Material. Von hier aus werden die Anlagen Schritt für Schritt, Bauelement um Bauelement, errichtet.

und

Nachdem Tripod, Turmsegmente, Gondel und Rotor noch im Hafen vormontiert wurden, müssen die bis zu mehrere hundert Tonnen wiegenden Einzelteile zu ihrem Bestimmungsort auf hoher See, rund 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum, gebracht werden. Dieser Schwertransport gelingt nur mit speziell ausgerüsteten Schiffen, wie sie auch in der Öl- und Gasindustrie zum Einsatz kommen. Auch bei der späteren Verlegung der kupfernen Verbindungskabel zur Trafoplattform kreuzen besonders wendige Spezialschiffe durch die Fluten zwischen den 12 Windkraftanlagen.

Doch auch mit dem Einsatz scheinbar unverwüstlicher Arbeitsschiffe sind noch nicht alle Hindernisse aus dem Weg geräumt. Alle Ausfahrten müssen genau geplant werden, da ein Umkehren viel Zeit kosten würde: Eine einfache Fahrt vom Hafen bis hinaus zum Windpark dauert etwas mehr als vier Stunden – falls Windverhältnisse und Seegang eine Ausfahrt überhaupt zulassen. Wie in allen Bauabschnitten diktiert auch hier vor allem das Wetter den Zeitplan.

Dies alles für 12 Windkraftanlagen, welche noch vergleichsweise nahe an der Küste erstellt wurden! Es fällt nicht leicht, sich den Maschinenpark vorzustellen, welcher notwendig wäre, bis zum Jahr 2022, also innerhalb von – grob – 10 Jahren, 1000 Windkraftanlagen viel weiter draußen in der Nordsee und in größeren Wassertiefen zu erstellen. Auch die

¹⁶ <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2616>, Stand 23. Juni 2011

¹⁷ <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=38>

Montageeinrichtungen an Land sind schwer vorstellbar. Immerhin müssten 100 bis 200 Anlagen gleichzeitig an Land vormontiert werden.

Onshore Windkraft

- 2010 gab es in Deutschland 20.000 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 27.000 MW. Das entspricht im Mittel einer installierten Leistung von 1,35 MW/Anlage.
- Die geschätzte Windstromeinspeisung in den letzten drei Jahren lag bei etwa 35 TWh/a. Das war im Mittel $2 \cdot 10^3$ MWh/Anlage und entspricht einer jährlichen Betriebszeit um 1290 Volllastbetriebsstunden.
- Bezogen auf das ganze Jahr betrug die mittlere Leistung des gesamten Anlagenparks nur 4566 MW. Das sind 16,9 % Ausnutzung der installierten Leistung.
- Nach den langjährigen Aufzeichnungen (1875 bis 1985) gibt es, selbst nach Bekundungen der „Windindustrie“ immer wieder langjährige Windperioden, in denen hinsichtlich der Windenergie Abweichungen von +20 bis -20% zu verzeichnen sind. Dies muss in auch alle Abschätzungen der Versorgungssicherheit eingehen (Abb. 6).
- Onshore wird die installierte Leistung der Windkraftanlagen im Mittel im Winter zu ca. 30 % ausgenutzt, im Sommer zu 15%. In Minimalsituationen, und die sind für die Versorgungssicherheit maßgebend, werden im Sommerhalbjahr bisweilen nur 8 % und im Winterhalbjahr 15 % der Ausbauleistung ausgenutzt. Es sind jedoch auch Zeitabschnitte dokumentiert, in denen über Wochen überhaupt nicht produziert werden konnte (Abb. 8).

Generell, vor jeglicher Betrachtung über eine Ausweitung der Onshore Windkraft ist auf die ständig steigenden Akzeptanzprobleme in ganz Deutschland hinzuweisen. 20.000 Windkraftanlagen bedeuten eine Dichte von einer Windkraftanlage je 18 km^2 . Das hört sich moderat an, ist es jedoch nicht, da einerseits viele Flächen von der Nutzung her die Aufstellung von Windkraftanlagen ausschließen oder aus topografischen, ökologischen, naturräumlichen und/oder meteorologischen Gründen nicht geeignet sind. Aus der neuen BVWE Studie: „Potential der Windenergienutzung an Land“ ergibt sich, dass der BVWE 7 % der Gesamtfläche als unkritisch bzw. als nutzbar für die Windkraft ansieht. Die bedeutet jedoch, dass sich die derzeit vorhandenen Windkraftanlagen auf 25.200 km^2 drängen, was eine Anlage je $1,26 \text{ km}^2$ ausmacht.

Wer durch Deutschland fährt, weiß, dass ganze Landstriche, und zwar die vom Winddargebot her geeignetsten, mit Windkraftanlagen vollgestellt sind. Es bleiben nur noch wenige Flächen, in denen neue Anlagen möglich sind. Auch rechtliche Schritte, um Windkraftanlagen näher an die Ortschaften heranrücken zu lassen, werden keine wesentlichen Fortschritte bringen. Sie werden allerhöchstens flächendeckend „Stuttgart21“- Wirkungen auslösen.

Um also die gewünschten energiepolitische Effekte auszulösen, bleibt nur noch ein umfangreiches Repowering. Gesezt den Fall, die bereits erwähnten 9359 alten Anlagen mit 12 oder mehr Betriebsjahren mit einer mittleren Ausbauleistung von 0,65 MW würden zur Hälfte durch Anlagen mit 5 MW ersetzt, so wäre der Gewinn an Ausbauleistung theoretisch 20.350 MW. Theoretisch deshalb, weil größere Anlagen wegen der größeren Windräder oder

aus sonstigen Gründen erheblich mehr Platz beanspruchen würden. Es ist davon auszugehen, dass deshalb statt der 20.350 MW nur 10.000 MW möglich wären.

Werden 10.000 MW unterstellt und 1.290 Volllastbetriebsstunden, so ließen sich, bezogen auf die Gesamtheit der Onshore-Windkraftwerke theoretisch

$$10.000 \text{ MW} \times 1.290 \text{ h} = 12.9000.000 \text{ MWh} = 12.9 \text{ TWh}$$

zusätzlich ernten.

Soll dies bis 2022 – also innerhalb grob 10 Jahren – geschehen, so müssten Jahr für Jahr 500 alte Windkraftanlagen durch neue ersetzt werden. In den letzten sechs Jahren sind jährlich ca. 1000 Anlagen neu errichtet worden (Abb. 2). Sie waren jedoch durchwegs kleiner (1-2 MW) und benötigten daher niedrigere Schäfte, kleinere Windräder und Maschinen. Es muss sehr bezweifelt werden, ob die Industrie in der Lage gesetzt werden kann, diese Anstrengung zu leisten, wo doch gleichzeitig mindestens 1000 Großanlagen für die Nord- und Ostsee zu fertigen sind (Tabelle 4).

Photovoltaik (PV)

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass die Photovoltaik 2010 nur ca. ein Drittel der Energieausbeute der Windkraft erzeugt hat. Sie ist daher für die Zukunft generell von geringerer Bedeutung.

Außerdem wird sich ihr generelles Problem, dass sie bei Dunkelheit überhaupt nicht und bei trübem Wetter kaum produziert und damit zeitweise überhaupt nichts zur Energieversorgung beitragen kann, auch in Zukunft nicht lösen lassen, es sei denn, dass irgendwann geeignete Speicher zur Verfügung stehen. Auf die Fragen zur großumfänglichen Stromspeicherung wird weiter unten eingegangen.

Der World Energy Council veröffentlicht in seinem letzten Bericht (siehe Fußnote 2) die hier als Abb. 14 wiedergegebene Grafik. Sie beruht auf einer Simulation, bei welcher ein PV-Anlagenkollektiv von 50 GW (für 2020) und Einstrahlungswerte von 2005 unterstellt sind. Sie lässt deutlich die saisonale Sommer-Winter- sowie die tageszeitliche Tag-Nacht-Charakteristik erkennen. Diese ist systemimmanent und wird sich nie ändern.

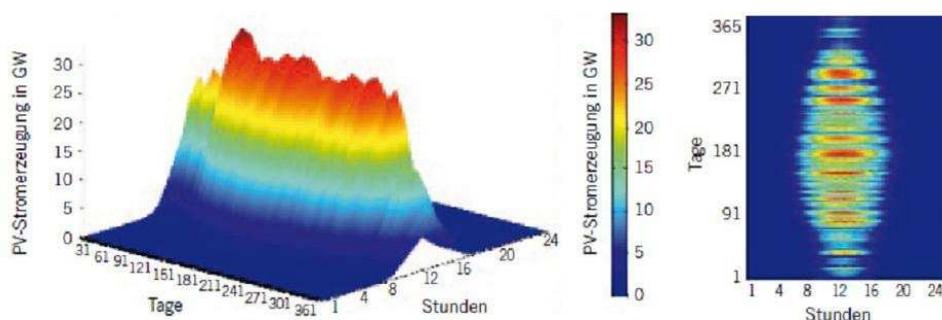


Abb. 14 Schwankungen der Photovoltaik Stromerzeugung in Deutschland (Simulation mit den Einstrahlungswerten von 2005 und einem angenommenen PV-Anlagenkollektiv für 2020 von 50 GW)

Aus dem rechten Teil von Abb. 14 ist deutlich zu erkennen, dass die PV überhaupt nur nennenswert Energie produziert im Sommer zwischen 8 und 18 Uhr, im Winter dagegen nur zwischen 10 und 15 Uhr. Zusätzlich gibt es im Winter viele Tage, an denen überhaupt kein Strom erzeugt wird. Auch dann, wenn PV im Winter produziert, beschränken sich die Maximalausbeuten (rot in der Grafik) überhaupt nur auf wenige Tage (s. rechter Teil der Grafik) und dann wiederum nur auf ganz wenige Stunden um die Mittagszeit.

Deshalb ist die PV ein überaus unsicherer Kandidat für eine sichere Stromversorgung. Die drücken auch die Produktionszahlen für 2010 in Tabelle 2 aus, welche auszugsweise nochmals als Tabelle 5 dargestellt ist.

Tabelle 5 Volllastbetriebsstunden verschiedener Energiearten

Energieart	Nettostromerzeugung (TWh/a)	Volllastbetriebsstunden (h/a)
Steinkohle	106	3800
Kernenergie	133	6500
Braunkohle	134	6600
Photovoltaik	12	700

Daraus lassen sich zwei Folgerungen ableiten: Auch wenn die Photovoltaik im Kleinbereich (bei Privatanwendern oder bei kleineren Firmen) durchaus einen nennenswerten Beitrag zur Energieversorgung leisten kann, ist sie als Werkzeug, um großräumig und zeitlich unbegrenzt die Kernkraft zu ersetzen, völlig ungeeignet, denn

1. wird die erzeugbare Strommenge auch nach einem weiteren Ausbau von marginaler Größe sein und
2. wird sie wegen ihrer systemimmanenten Schwächen nie nennenswert zu Sicherung der Stromversorgung beitragen können.

Alle Versuche, ihr Potential unter Hinweis auf Großkraftwerke im Süden („Sahara“) schönzureden, sind Augenzwischen. Dies würde immense Investitionen bedingen in Ländern, welche sicherlich nicht nur in der Vergangenheit sondern auch in Zukunft als politisch unsicher eingestuft werden müssen. Wer würde hier investieren?

Überdies würde damit das Problem der Stromspeicherung (für die Versorgung bei Nacht) nicht gelöst.

Wasserkraft

Das Wasserkraftpotential (Laufwasserkraftwerke) hierzulande ist praktisch ausgereizt. Zwar werden hier und dort noch vereinzelt Klein- und Kleinanlagen gebaut – im Wesentlichen, um die Segnungen des EEG auszunützen. Einen zusätzlichen, auch nur marginalen Beitrag zum deutschen Energiemix vermögen sie nicht zu bringen.

Überdies bewirkt die politisch motivierte Benachteiligung größerer Kraftwerke im EEG, dass sich auch größere Neubauten (an den wenigen geeigneten Stellen) nicht lohnen würden.

Biomasse

Tabelle 2 weist aus, dass durch Biomasse 2010 eine Nettoengpassleistung von 4890 MW zur Verfügung gestellt worden ist. Produziert wurden dabei 28,5 TWh.

Eine sehr schöne Beschreibung der Möglichkeiten und Probleme der Biomasseverwertung zur Erzeugung elektrischer Energie ist der Website der Agentur für erneuerbare Energien¹⁸ zu entnehmen. Zwar liegen die dort genannten Produktionszahlen etwas höher als die des WEC (Tabelle 2). Dennoch lohnt es sich, zur Bewertung der gegenwärtigen und zukünftigen Möglichkeiten diese Website heranzuziehen - schon deshalb, weil kaum unterstellt werden kann, dass hier eine pessimistische Meinung vertreten wird.

Der größte Teil des Bioenergie-Stroms stammt aus fester Biomasse (Altholz, Restholz) und dem Anteil Biomasse, der in Müllverbrennungsanlagen mitverbrannt wird (18 TWh in 2009). Diese Biomasse wird vielfach in Anlagen mit bis zu 20 MW Leistung in Kraft-Wärme-Kopplung verbrannt. Im Jahr 2009 waren 249 Biomasse-/Holz-Heizkraftwerke mit insgesamt 1.211 MW Leistung am Netz (nur diejenigen Anlagen, bei denen die Stromerzeugung über das EEG vergütet wird¹⁹).

Der zweitgrößte Anteil des Biogas-Stroms wird in den Blockheizkraftwerken der 4.984 Biogasanlagen erzeugt, die 2009 über eine installierte Leistung von 1.892 MW verfügten. Die durchschnittliche Leistung einer Biogasanlage belief sich 2009 auf 380 kW.

Weiter gibt es Stromerzeugungen aus Klär- und Deponiegas sowie aus flüssiger Biomasse, welche jedoch von untergeordneter Bedeutung sind. Nach Aussagen der oben zitierten Quelle hat sich die installierte Leistung der mit flüssiger Biomasse beheizten Blockheizkraftwerke zwischen 2007 und 2010 um ein Viertel verringert, aus Gründen, die sich unter den Begriffen „Nachhaltigkeit“ und „Umweltfreundlichkeit“ subsumieren lassen..

Zusammenfassend ist aus den vorstehend zitierten Texten zu entnehmen, dass

1. Stromerzeugung aus Biomasse überwiegend nur deshalb stattfindet, weil das EEG kräftige Subventionen bereit stellt,
2. die gesamte Biogasverwendung nur in kleinen dezentralen Anlagen stattfindet. Dies mag vor Ort interessant sein (zumindest solange die Subventionen fließen). Für eine großräumige Verwendung im Rahmen des nationalen oder europäischen Energiemix spielen sie keine Rolle und werden es auch in Zukunft nicht tun. Die vielen Minianlagen ließen sich überhaupt nicht in großräumige Netzsteuerungsstrategien einbinden.

¹⁸ <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/strom/detailansicht/article/113/strom-aus-biomasse.html>

¹⁹ Auszug aus dem EEG 2009 § 27 Biomasse

(1) Für Strom aus Biomasse im Sinne der nach § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 erlassenen Biomasseverordnung beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 150 Kilowatt 11,67 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 500 Kilowatt 9,18 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 5 Megawatt 8,25 Cent pro Kilowattstunde und
4. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 20 Megawatt 7,79 Cent pro Kilowattstunde.

Untersuchung denkbarer Szenarien

Mit den bisher gesammelten Daten fällt es leicht, verschiedene Szenarien durchzurechnen, um festzustellen, wie sich die deutsche Stromlandschaft bis 2023 (im Jahr nach der Abschaltung des letzten Kernkraftwerks) entwickeln wird und ob dies als vertretbar anzusehen ist.

Drei verschiedene Szenarien wurden untersucht:

Szenario 1

- Die Kernkraft wird bis Ende 2022 völlig abgeschaltet. Reihenfolge und Zeitraster entsprechen den Vorgaben der Bundesregierung.
- Die Kohle (Stein- wie Braunkohle) produziert bis 2023 wie bisher
- Gaskraftwerke produzieren bis 2023 ebenfalls wie bisher
- Wasserkraft produziert bis 2023 wie bisher
- Die Windkraft steigt linear bis 2023 von einer Engpassleistung von 27.214 MW auf 42.216 MW. Dies entspricht dem vorstehend unterstellten Ausbau von 1000 Offshore Windkraftwerken und dem Repowering von 5000 Altanlagen an Land, die jeweils durch große Windkraftanlagen mit je 5 MW Leistung ersetzt werden. Bei den Offshoreanlagen wurde mit einer Ausbeute von 35 % der maschinentechnisch möglichen gerechnet, bei den Onshoreanlagen mit der gegenwärtigen spezifischen Stromerzeugung nach Tabelle 2 (1,3 TWh/GW). Die Größe des Offshore-Zubaus entspricht anteilig in etwa den Perspektiven der Bundesregierung bis 2030.
- Die installierte Leistung der Photovoltaik steigt von 2011 bis 2023 linear um insgesamt 10 %.
- Die installierte Leistung der Biomassenverstromung steigt ebenfalls von 2011 bis 2023 linear um insgesamt 10 %.

Szenario 2

Am 16.06.2011 meldete die Financial Times Deutschland,

dass der Markt für Solaranlagen eingebrochen sei, weil die Bundesregierung angekündigt hat, die Subvention der Solarenergie zu verringern. Nach Aussagen der Umweltstaatssekretärin Katharina Reiche (CDU) würden im Augenblick, hochgerechnet auf das Jahresende 2011 nur 2.800 MW installiert statt des Zielwerts 3.500 MW. Daher wird die Bundesregierung die geplante Verringerung der Subvention stornieren.

Abgesehen von dem Eingeständnis, dass die Solarenergie nur durch die Subvention „lebt“, ist eine Fortführung der Förderung in der jetzigen Höhe bis 2022 kaum vorstellbar. Ein Zielwert von 3.500 MW/a entspräche in 10 Jahren 35.000 MW. Dies erscheint als sehr unreal.

Andererseits bietet diese –inzwischen bestätigte – Pressemeldung einen Aufhänger durchzurechnen, welcher Output zu erreichen wäre, wenn der jährliche Zielwert 3500

MW bis 2022 durchgehalten werden würde. Dies wird in Szenario 2 untersucht, wobei alle übrigen Parameter und Annahmen denen in Szenario 1 entsprechen.

Szenario 3

Innerhalb von 10 Jahren 1000 große Offshore Windkraftanlagen zu errichten und gleichzeitig auf dem Land 5000 kleine Anlagen durch große zu ersetzen, erscheint sehr ambitioniert. Es ist sehr wahrscheinlich, dass dieses Programm im vorgegebenen Zeitrahmen, auch bei ideal günstigen Genehmigungsbedingungen, nicht verwirklicht werden kann. Daher wurde zusätzlich untersucht, welche Auswirkungen zu erwarten wären, wenn das Windkraftprogramm Offshore nur zur Hälfte realisiert werden würde. Alle übrigen Annahmen entsprechen denen des Szenarios 1.

Szenario 1

Aus Abb. 15 ist zu entnehmen, dass sich die Engpassleistung²⁰ bei dem unterstellten Zubau der erneuerbaren Energien und der gleichzeitigen allmählichen Abschaltung der Kernkraft kaum ändern würde. Am Anfang würde sich die plötzliche Außerbetriebnahmen der acht Kernkraftwerke natürlich bemerkbar machen. In der Folge würde allerdings der Zubau an erneuerbarer Energie positive Effekte zeitigen. Erst gegen Ende der Periode, ab 2020, würde die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke ein tieferes Loch reißen.

Doch ist die Engpassleistung naturgemäß bei Anlagen mit stark fluktuierendem Betrieb kein wesentliches Kriterium.

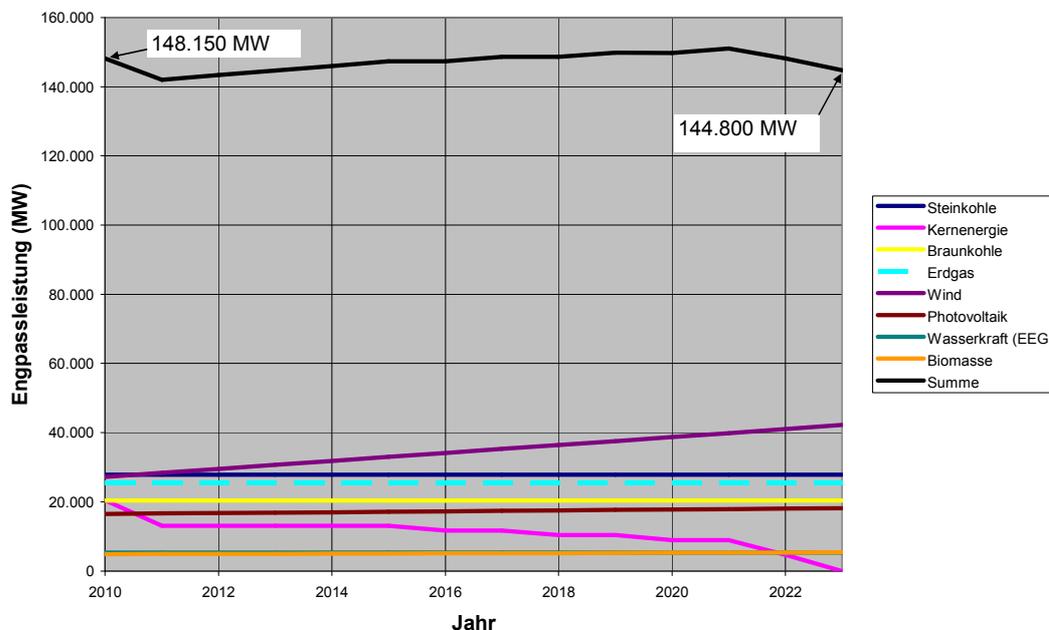


Abb. 15 Entwicklung der Engpassleistung in Deutschland unter den gewählten Annahmen

²⁰ Die in den Grafiken dargestellte Engpassleistung in 2010 entspricht Tabelle 2. Sie ist kleiner als die offizielle Zahl, weil z.B. die 17.799 MW der sog. „anderen Energien“ nicht enthalten sind.

Wesentlich aussagekräftiger ist da die „gesicherte Leistung“, welche in Abb. 16 unter Verwendung von Ermittlungen der TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (siehe dena²¹), errechnet wurde.

Als gesicherte Leistung wird diejenige Erzeugungsleistung bezeichnet, die zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Berücksichtigung geplanter und nicht geplanter Ausfälle mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit – dem Niveau der Versorgungssicherheit – zur Verfügung steht.²

Die Daten der TU München (Tabelle 6) wurden für die Simulation verwendet.

Tabelle 6 Gesicherte Leistung unterschiedlicher Kraftwerksarten (nach Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München)

Kraftwerkstechnologie	Gesicherte Leistung
Steinkohle	86 %
Braunkohle	92 %
Kernkraft	93 %
Gasturbinen	42 %
Laufwasser	40 %
Biomasse	88 %
Windenergie	5-10 % *)
Photovoltaik	1 %

*) In den Berechnungen wurde 10 % verwendet.

Die Ergebnisse können Abb. 16 entnommen werden. Sie lassen erkennen, dass 2010 81.790 MW als gesichert angesehen werden konnten. Nun, nachdem „Aus“ für 8 Kernkraftwerke können nur noch 75.000 MW als gesichert gelten. In den Folgejahren, mit der allmählichen Abschaltung weiterer Kernkraftwerke, sinkt die gesicherte Leistung weiter ab. Wenn dann 2021 und 2022 die letzten Kernkraftwerke vom Netz gehen, fällt die gesicherte Leistung auf 64.670 MW.

²¹ http://www.energieundklimaschutzbw.de/content/public/de/_media/pdf/080716_Kohler_Stromluecke.pdf

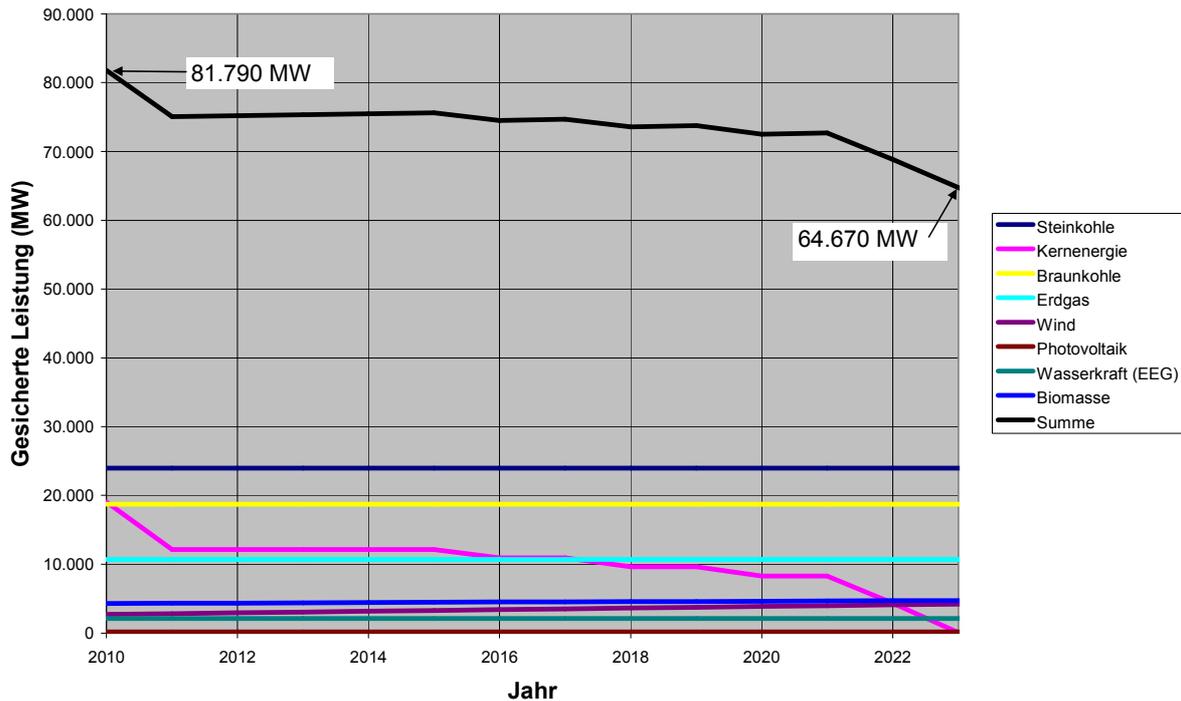


Abb. 16 Gesicherte Leistung in Deutschland unter den gewählten Annahmen

Nach mehrfachen Aussagen der Bundesnetzagentur in den letzten Wochen befindet sich die deutsche Stromversorgung bereits gegenwärtig in einer angespannten Situation. In den kommenden Jahren wird dieser Zustand andauern und sogar noch prekärer werden.

Es sollte beachtet werden, dass die gesicherte Leistung zwar ein Maß für die mittlere, über das Jahr gerechnete Leistung darstellt, dass jedoch unerwartete Ausfälle und die dann fälligen Reaktionen aus Abb. 16 nicht hergeleitet werden können. Auf diesen Problemkreis wird in der Folge noch eingegangen.

Einen weiteren summarischen Kennwert stellt die mögliche Nettostromerzeugung dar. Wenn unterstellt wird, dass alle Verbraucher ihren Strombedarf ideal auf die Möglichkeit der Stromproduktion ausrichten könnten – oder, wenn der Strom exakt dem aktuellen Bedarf entsprechend erzeugt werden könnte, würde die Nettostromerzeugung ein Maß dafür darstellen, wie viel Strom an die Gesamtheit der Verbraucher abgegeben werden kann. Abb. 17 zeigt hierzu die prognostizierte Entwicklung, sofern die in der Berechnung unterstellten Verhältnisse eintreten würden.

Aus Abb. 17 ist zu entnehmen, dass die Nettostromerzeugung bis Ende 2011, durch die zwangsweise Stilllegung der acht Reaktoren, um ca. 10 % gesunken sein wird. Hier eröffnet sich vermutlich spätestens im Herbst ein Feld für den Import von Strom, auch von Atomstrom. Angenommen, die Regenerativen würden sich entwickeln wie unterstellt, so bliebe die Fähigkeit zur Nettostromerzeugung in der Folge etwa konstant, bis dann 2021 und 2022 die letzten Kernkraftwerke vom Netz gehen. Dann erfolgt jedoch ein weiterer Einbruch, bei dem 11,3 % zusätzlich verloren gehen würden. Es ist kaum vorstellbar, dass die deutsche Volkswirtschaft dies verkraften kann. Gegenüber der Situation von 2010 würden 18,8 % fehlen.

Um dies werten zu können, sei daran erinnert, dass diese rechnerische Betrachtung von exorbitant hohen Zuwachsraten der Erneuerbaren Energien, speziell der Windkraft, ausgeht.

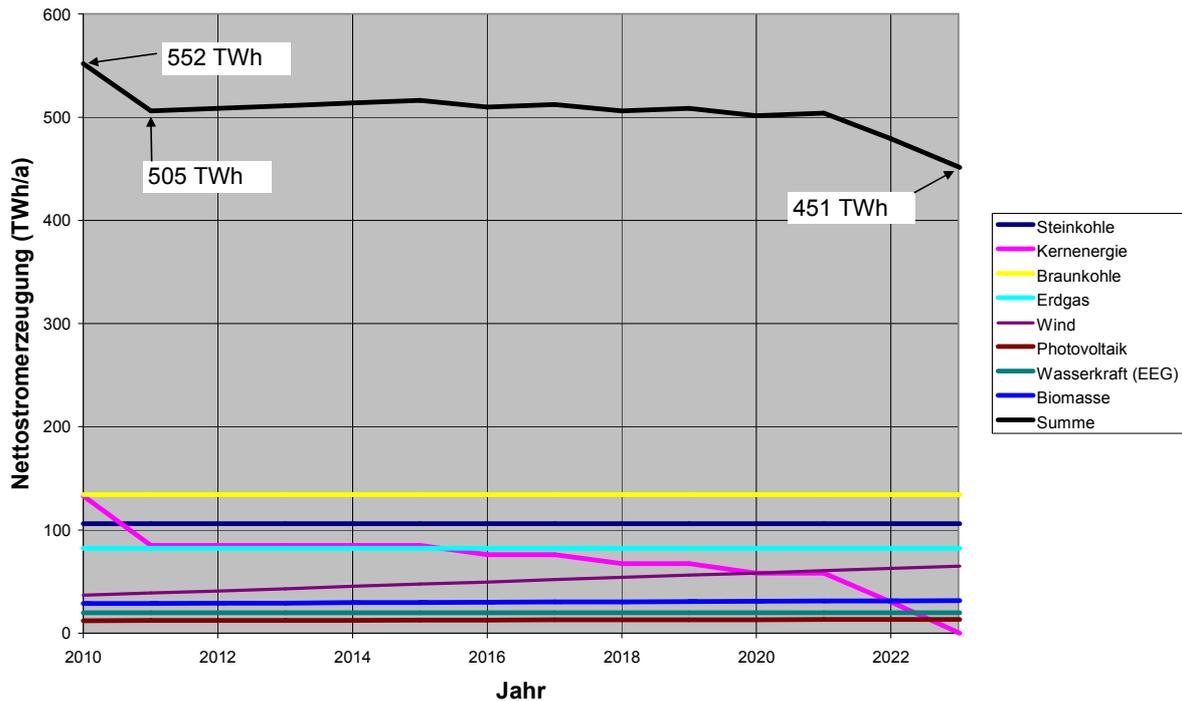


Abb. 17 Nettostromerzeugung in Deutschland unter den gewählten Annahmen

Nun gibt Abb. 17 nur die mittleren Jahreswerte der Nettostromerzeugung wieder. In Wahrheit schwankt der Bedarf jedoch, wie Abb. 1 ausweist, um mehr als 10 %. 2010 wurden im Januar 46,9 TWh verbraucht, im Juli nur 40,7 TWh. Im Mittel waren es 42,5 TWh. Der Bedarf im Januar lag 10 % über, der Minimalbedarf Juli lag 4,2 % unter dem Mittelwert.

Durch die endgültige Außerbetriebnahme der acht Kernkraftwerke vor wenigen Wochen wird die Nettoenergieerzeugung in 2011 (angenommen, die Abschaltung wäre bereits im Januar erfolgt) um etwa 10 % sinken. Andererseits wird der Bedarf im Winter gegenüber dem derzeitigen (Juni 2011) um 10 bis 15 % steigen. Dies erklärt, warum die Netzagentur, eine Bundesbehörde, vor möglichen Ausfällen im Winterhalbjahr warnt.

In Abb. 17 ist unterstellt, dass die Stromnachfrage in der Zukunft nicht steigen wird (im Gegensatz zu den Erfahrungen der Vergangenheit). Wird sie steigen, so werden die Probleme noch ernster.

Szenario 2

Aus der Pressemeldung vom 16. Juni 2011 geht hervor, dass die Bundesregierung einen Zubau der Photovoltaik von 3.500 MW je Jahr anstrebt. Dies auf ca. 10 Jahre hochgerechnet, würde bedeuten, dass allein die PV im Jahr 2023 eine installierte Leistung von 62.000 MW aufweisen würde, fast soviel wie Steinkohle, Braunkohle und Kernkraft im Jahr 2010 zusammen.

Diese ziemlich ungewöhnliche Vorstellung ermuntert jedoch, das Vermögen der Photovoltaik selbst bei extremstem Zubau darzustellen. Abb. 18 enthält zwei Linienzüge, einer stellt die gesamte Nettostromerzeugung dar für den Fall, dass die PV im nächsten Jahrzehnt nur um insgesamt 10 % zugebaut wird, der andere für den Fall, dass die PV tatsächlich jedes Jahr um 3500 MW gepusht werden würde. Interessant dabei ist, dass der Unterschied im Output nur

sehr klein ausfällt. Beim Zubau um nur 10% in 10 Jahren würde die gesamte Nettostromerzeugung 451 TWh/a betragen, beim extremen Zubau (3500 MW/a) 483 TWh/a. Das sind nur 7%. Hier kommt die geringe Leistungsfähigkeit (nicht bei Nacht, kaum im Winter) der PV-Technik zum Vorschein.

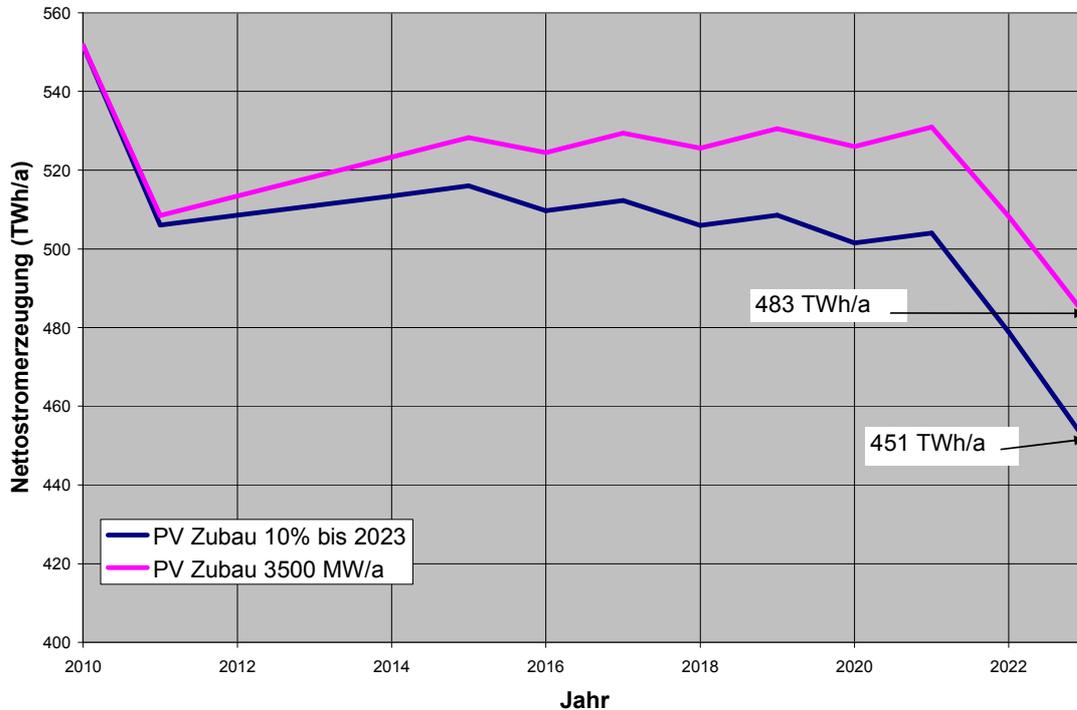


Abb. 18 Nettostromerzeugung beim Zubau der PV um 10% bis 2023 oder um 3500 MW/a

Szenario 3

Wie bereits erwähnt, wird in Szenario 3 der Fall untersucht, dass die Offshore Windkraft gegenüber der optimistischen Annahme (Szenario 1) nur zur Hälfte zugebaut wird. Abb. 19 zeigt hierzu einen Vergleich der Engpassleistung zwischen den Szenarien 1 und 3. Sinkt die Engpassleistung im Szenario 1 bis zum Jahr 2023 von 148.800 MW auf 144.798 (2,3%), so sind beim Szenario 3 volle 7,4 % Leistungsminderung gegenüber 2010 zu erwarten.

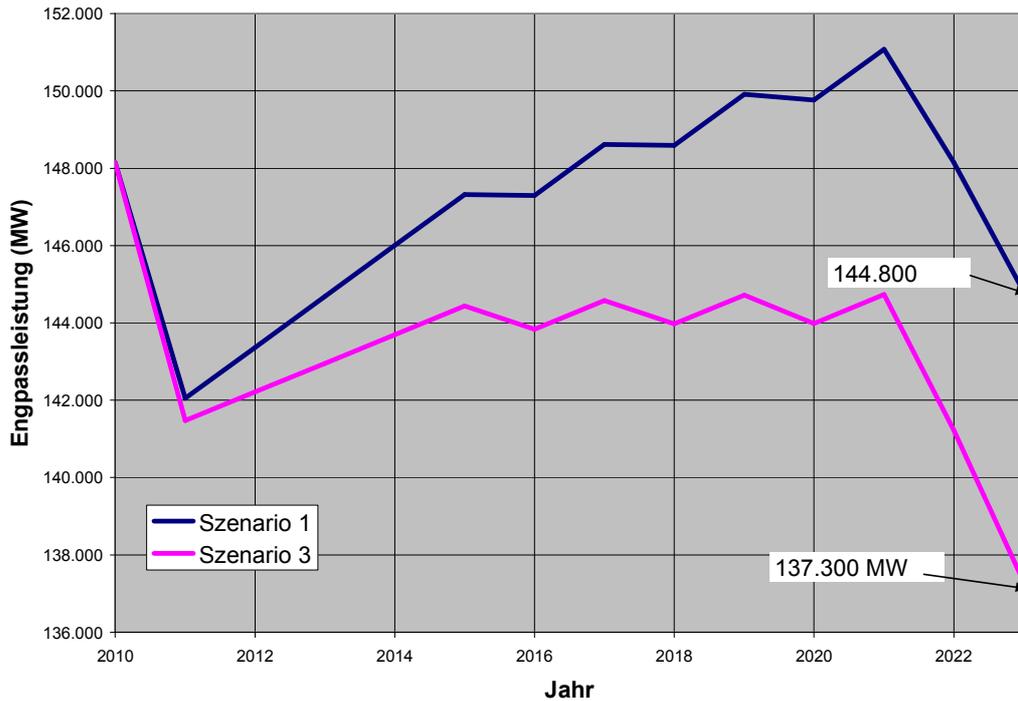


Abb. 19 Vergleich der Engpassleistungen zwischen Szenario 1 (max. Zubau von Windkraft) und Szenario 3 (gegenüber Szenario 1 nur 50 % Zubau der Offshore Windkraft)

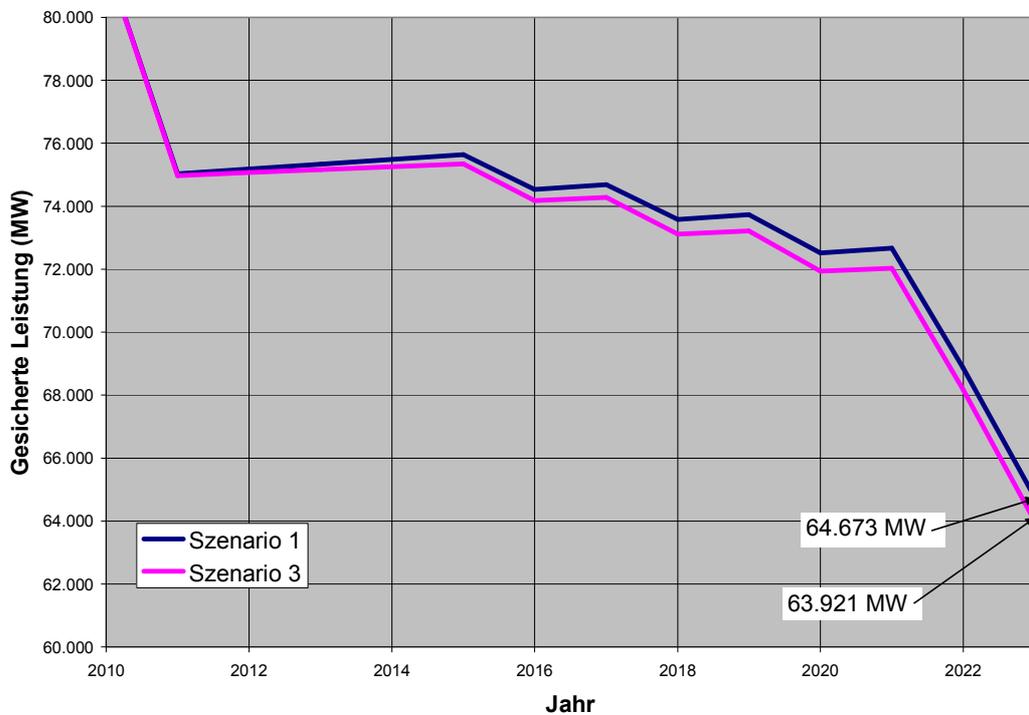


Abb. 20 Vergleich der Gesicherten Leistungen zwischen Szenario 1 (max. Zubau von Windkraft) und Szenario 3 (gegenüber Szenario 1 nur 50 % Zubau der Offshore Windkraft)

Wesentlich kleiner ist der Verlust an gesicherter Leistung (Abb. 20). Dies hängt damit zusammen, dass die gesicherte Leistung der Windkraft im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken ohnehin spezifisch sehr klein ist.

Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn die Nettoenergieerzeugung zwischen den Szenarien 1 und 3 verglichen wird (Abb. 21). Sie fiel von 451 TWh auf 443 TWh. Bezogen auf den Zustand 2010 wäre dies allerdings ein Verlust von 20 % und bezogen auf den gegenwärtigen Zustand nach Abschaltung der acht Reaktoren von 12,5 %.

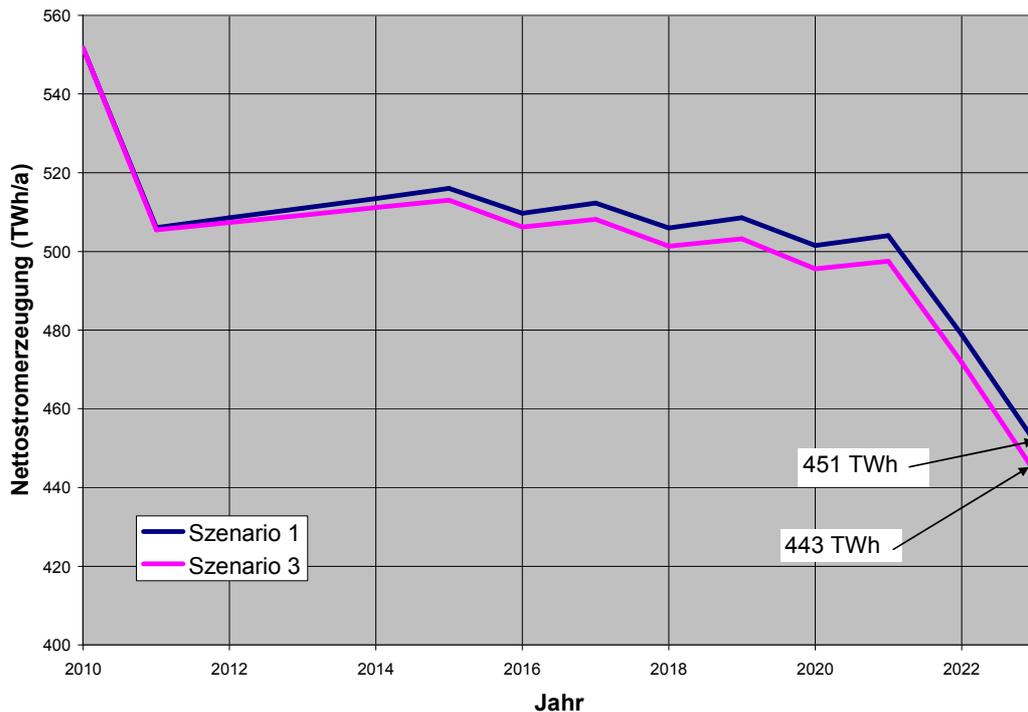


Abb. 21 Vergleich der Nettostromerzeugung zwischen Szenario 1 (max. Zubau von Windkraft) und Szenario 3 (gegenüber Szenario 1 nur 50 % Zubau der Offshore Windkraft)

Maßnahmen zur Abfederung nicht-disponibler Energieerzeugungsanlagen

Speicher

Wie die allgemeine Erfahrung lehrt und wie aus Abb. 8 entnommen werden kann, fällt die Windkraft oftmals über Perioden bis zur Wochenlänge für die Produktion aus. Noch ungünstiger stellt sich die Situation bei der Photovoltaik dar. Sie produziert bei Nacht überhaupt nicht und am Tage nur über ganz wenige Stunden mit mehr oder weniger Hochleistung. Soll aus diesen beiden Produktionsarten eine sichere Versorgung aufgebaut werden, so sind Speichermedien oder Verfahren mit vergleichbarem Effekt unumgänglich.

Als mögliche Speicherverfahren/ -anlagen werden in der Literatur genannt:

- Pumpspeicherwerke
- Speicherung von Wasserstoff/Methan
- Druckluftspeicher Flow-Batterien
- Batterien
- Schwungmassenspeicher
- Superkondensatoren
- Supraleitende Spulen

Abb. 22 zeigt die Einsatzbereiche. Für die großtechnische Anwendung kommen jetzt und in absehbarer Zukunft nur Wasserstoff- bzw. Methanspeicher, Druckluftspeicher und Pumpspeicher in Betracht.

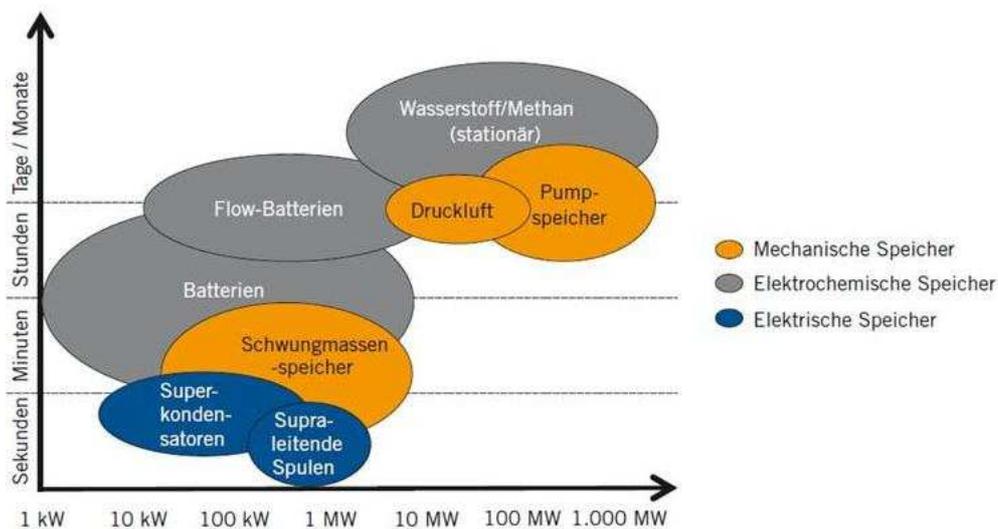


Abb. 22 Einsatzbereich elektrischer Energiespeicher (nach WEC²)

Wasserstoff- bzw. Methanspeicher sind gegenwärtig und auch in 10 Jahren noch nicht großtechnisch einsatzbereit.

Druckluftspeicher weisen das systemimmanente Problem auf, dass sich Luft, wie jedes Gas, beim Komprimieren erhitzt. Deshalb wird versucht, eine **adiabatische** Komprimierung technisch möglich zu machen. Eine erste Demonstrationsanlage für 90 MW soll ab 2013 bei Staßfurt (Sachsen-Anhalt) gebaut werden. Sie kann nach Inbetriebnahme 50 Windräder für 4 h ersetzen (Prof. Dr. Jäger/RWE anlässlich einer Pressekonferenz in Staßfurt am 22.11.2010). In Deutschland stehen jedoch 21.000 Windkraftanlagen! In dieser Pressekonferenz wurde auch erwähnt, dass der Salzstock unter Staßfurt besonders gute Voraussetzungen bieten würde. Im Umkehrschluss: Die geologischen Möglichkeiten für unterirdische Druckluftspeicher sind beschränkt.

Bis diese Demonstrationsanlage fertig ist, dürfte es 2014 oder 2015 sein. Die Hälfte des von der Bundesregierung für die Energiewende vorgegebenen Zeitraums wäre dann bereits nahezu verstrichen. Daher ist nicht anzunehmen, dass Druckluftspeicher zur Stabilisierung des Energieangebots bis 2022 nennenswertes beitragen können.

Bleiben nur noch **Pumpspeicherwerke**. In Deutschland existieren 31 Anlagen, die großen mit einer Speicherkapazität von ca. 1000 MW, die kleinsten mit ca. 1 MW. Das gesamte Speichervolumen beträgt 37,7 GWh, die Nutzungsdauer ist auf 4 bis 8 h ausgelegt.

Die Relation zum Bedarf bei zeitweiligem Ausfall der Windkraft möge das nachfolgende Beispiel verdeutlichen.

Die in Deutschland stationierten Windkraftanlagen produzieren gegenwärtig (2010) 36,5 TWh. In einer lang andauernden Flaute von - beispielsweise einer Woche - fällt eine Produktion von $36,5/52 = 0,7$ TWh = 700 GWh aus und die Nettoengpassleistung sinkt um 27,2 GW. Dagegen steht die erwähnte Speicherkapazität aller deutschen Pumpspeicherwerke von 37,7 GWh (ein Zwanzigstel) und die nutzbare Leistung von 7 GW. Dies zeigt, dass zumindest das deutsche Pumpspeicherinventar überhaupt nicht in der Lage sein kann, den Ausfall zu kompensieren. Dabei sind die ungünstigen Effekte der Photovoltaikkraftwerke noch gar nicht mit betrachtet worden.

Nun wird oft auf österreichische, schweizerische und norwegische Pumpspeicherwerke verwiesen, welche angeblich einspringen könnten. In Österreich existieren in der Tat einige Pumpspeicherkraftwerke, an welchen große Speicher angeschlossen sind. Doch war bisher der Betrieb als Jahresspeicher (starke Zuflüsse im Sommer, niedrige Zuflüsse im Winter bei gleichzeitig hohem Strombedarf) vorrangig. Dementsprechend ist die Pumpspeicherkapazität in der Regel nur schwach und für den Eigenbedarf ausgebaut. Auch ist die verfügbare Leistung mit 2,6 bis 3 GW relativ klein. Zudem liegen sie zum Teil auf der Alpensüdseite, was beachtliche Leitungsprobleme (und ökologische Kontroversen) auslösen würde. Seit die Windkraft in Deutschland stark ausgebaut wird, bemühen sich österreichische Betreiber um den Zubau neuer Pumpspeicherwerke, doch wird dies wie überall durch Naturschutz- und andere Interessen blockiert. Deshalb werden österreichische Pumpspeicherkraftwerke in den nächsten 10 Jahren kaum mehr zur Abfederung von Flauteperioden beitragen können als bisher.

In der Schweiz sieht die Lage ähnlich aus. Überdies wird auch in der Schweiz darüber nachgedacht, Kernkraftwerke stillzulegen. Dadurch wird auch in der Schweiz vermehrter Bedarf an schnell verfügbarem Pumpspeicherstrom entstehen. Man sollte sich daher in Deutschland keine großen Hoffnungen machen.

Norwegen bestreitet seinen Strombedarf zu nahezu 100 % aus Wasserkraft. Das Land besitzt große Speicher, wovon einige auch eine gewisse Pumpspeicherkapazität haben. Allerdings ist derzeit alles auf den Eigenbedarf ausgerichtet. Sollte Norwegen einspringen müssen, weil in Deutschland die Versorgung wegen der erneuerbaren Energien nicht sicher ist, so müsste zugebaut werden, was die gleichen Akzeptanzprobleme aufwerfen würde wie in Deutschland. Innerhalb von 10 Jahren wären keine nennenswerten Neukapazitäten zu erwarten. Auf das zusätzlich entstehende Transportproblem Norwegen – Deutschland wird hier nicht eingegangen.

Insgesamt ist also festzustellen, dass die Pumpspeichertechnologie zwar derzeit und in Zukunft die einzige wirklich funktionsfähige Speichertechnologie darstellt. Gleichwohl reichen die verfügbaren Kapazitäten nicht aus, um einen zeitweiligen Ausfall der Windkraft zu kompensieren. Wegen der teilweise unreal anmutenden Ablehnung von Pumpspeicherkraftwerken (an den wenigen überhaupt noch nutzbaren Standorten) wird es auch nur langsam Zubau geben.

Einsatz von thermischen Kraftwerken zur Bereitstellung von Regelleistung

Es bleibt also nur, auf die zunehmende **Flexibilität der thermischen Kraftwerke** (hinsichtlich Regelleistungsbereitstellung) zu setzen. Dies steht im Widerspruch zu den Bestrebungen, thermische Kraftwerke durch die Erneuerbaren Energien zu ersetzen. Denn, je größer der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix, desto mehr thermische Kapazitäten müssen allein für die Regelung vorgehalten werden.

WEC (siehe Fußnote 2) zeigt das Ergebnis einer Studie der European Wind Energy Association²² für das Jahr 2020, in welcher der Leistungskredit in Abhängigkeit von der installierten Windanlagenleistung ermittelt wurde.

„Der Leistungskredit einer dezentralen Versorgungsanlage zur Nutzung Erneuerbarer Energien entspricht der Leistung, auf die im konventionellen Kraftwerkspark verzichtet werden kann, ohne eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit hinnehmen zu müssen.“²

Die vorgenannte Studie wurde allerdings erarbeitet, bevor die kurzfristige Abschaltung der Kernkraftwerke zum Thema wurde. Sie bezieht sich also eigentlich auf die Substitution konventioneller Kraftwerke durch die Windkraft vor der jüngsten politischen Entscheidung. Die betreffende Grafik der WEC² ist, vom Autor umgezeichnet, in Abb. 23 wiedergegeben.

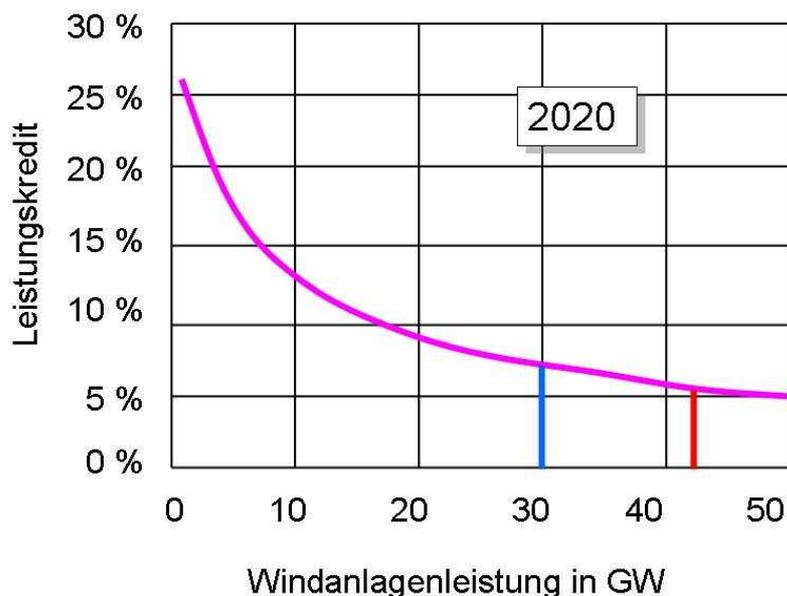


Abb. 23 Leistungskredit in Abhängigkeit von der Windanlagenleistung (aus Studie der European Wind Energy Association²², vom Autor vereinfacht umgezeichnet)

²² EWEA: Powering European wind energy and the electricity grid. European Wind Energy Association, Brüssel 2010

Abb. 23 ist folgendermaßen zu interpretieren: Liegt die Windanlagenleistung z.B. bei 30 GW (blaue Linie), so können 7,5 % konventioneller Kraftwerkskapazität durch die Windkraft ersetzt werden.

Beispielsweise mit den Zahlen des Szenarios 1 (s. oben): Danach würden 2013 ca. 30 GW Windstrom am Netz sein. Die 30 GW Windenergie könnten $7,5 \% \times 30 \text{ GW} = 2,25 \text{ GW}$ konventionelle Kraftwerke ersetzen.

Nun liegen die Verhältnisse hier jedoch anders. Nunmehr geht es darum, den „negativen Leistungskredit“ abzuschätzen, also zu bestimmen, wie viel konventionelle Kraftwerksanlagen zusätzlich zu den vorhandenen an das Netz müssen, um nach der Abschaltung aller AKWs und dem Ausbau der Windkraft ausreichend Regelkapazität bereit zu stellen.

In Abb. 23 markiert der rote Strich die ausgebaute Leistung der Windkraft (42,2 GW) gem. Szenario 1 (s. oben). Dies entspricht einem „negativen Leistungskredit“ von 5,5 %. Es müssten also $5,5 \% \times 42,2 \text{ GW} = 2,3 \text{ GW}$ an konventioneller Leistung nur deshalb hinzu gebaut werden, um den erforderlichen Ausgleich für Flauten und für sonstige Ausfälle der Windkraft bereit zu stellen.

Erreichbarkeit der politischen Ziele und Auswirkungen

Erreichbarkeit der ökologischen Ziele „vor Fukushima“

Gegenüber 2010 soll im Jahr 2020 bezogen auf die Stromerzeugung erreicht sein:

- Stromverbrauch - 10 %
- Anteil Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 35 %

Tabelle 7 stellt diesen Forderungen die Ergebnisse der Szenarien 1 bis 3 gegenüber.

Tabelle 7 Vergleich der Ergebnisse der Simulationen (Szenarien 1 bis 3) mit den ökologischen Zielen der Bundesregierung von 2010

	Stromverbrauch (hier die Zahlen der Nettostromerzeugung verwendet)*)			Anteil Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch		
2010	552 TWh			17,1 %		
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
2023	451 TWh	483 TWh	443 TWh	28,6 %	33,3 %	27,4 %
Stromangebot	-18,3 %	-12,2 %	-19,7 %			
Ziel erreicht?	Unklar: Dem deutschen Verbraucher (incl. Industrie, Gewerbe und Verkehr) wird allerdings nur um 12-20% weniger Strom angeboten als in 2010.			nein	nein	nein

*) Im Grunde heißt dies nur, wie groß das Angebot sein kann. Es ist keine Antwort auf die Frage, ob Deutschland mit dieser Menge elektrischer Energie auskommen kann.

Im Ergebnis: Auch mit den durchwegs optimistischen Annahmen der Modellrechnungen, was den Ausbau der erneuerbaren Energien anbelangt, werden die ökologischen Ziele der Bundesregierung von 2010 nicht erreicht.

Folgen der parlamentarisch akzeptierten politischen Ziele „nach Fukushima“

Die Bundesregierung hat vorgeschlagen und Bundestag und Bundesrat sind dem gefolgt bzw. werden dem voraussichtlich folgen, dass auf die friedliche Nutzung der Kernkraft nach einem vorgegebenen Zeitplan endgültig verzichtet wird.

Somit stellt sich nicht die Frage nach der Erreichbarkeit der politischen Ziele, wohl aber, ob Deutschland, seine Industrie und die privaten Verbraucher, mit den Folgen dieser Entscheidungen leben können.

Aus den Abb. 17, 18 und 21 geht hervor, dass 2010 552 TWh zur Verfügung standen. In 2011, nach der Abschaltung der 8 Kernkraftwerke werden es nur noch 504 TWh sein. Das sind 8,5 % weniger.

Die Bundesnetzagentur hat verschiedentlich darauf hingewiesen, dass die Situation bereits jetzt ernst ist und im nächsten Winter dramatisch werden könnte. Diese Situation wird in etwa bis zum Ende des Jahrzehnts erhalten bleiben. Der optimistisch prognostizierte Zubau von erneuerbarer Energie wird sich danach mit dem langsamen Ausscheiden der Kernkraftwerke in etwa die Waage halten.

Dramatisch wird die Situation, wenn bis Ende 2021 die Kraftwerke Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf vom Netz gehen und bis Ende 2022 Isar 2, Emsland und Nekarwestheim abgeschaltet werden.

Dann fällt die Möglichkeit zur Stromerzeugung innerhalb von 3 Jahren von ca. 500 TWh/a auf 451 bis 443 TWh/a, also um weitere 10 %.

Ob dies wirtschaftlich und politisch vertretbar ist, im Inland, jedoch auch im Rahmen der EU, dies muss an anderer Stelle untersucht werden.

Kann der Atomausstieg bis 2022 gelingen?

Nein!

Selbst bei extremsten Annahmen hinsichtlich der Ausweitung der erneuerbaren Energiekapazitäten

- 5000 Windkraftanlagen an Land (je 0,65 MW) werden gegen solche mit 5 MW ausgetauscht,
- Offshore Windparks mit insgesamt 2000 Windkraftanlagen werden errichtet (doppelt so viel wie die derzeitigen Pläne ausweisen),
- PV-Anlagen werden zugebaut,
- Biomasse-Anlagen werden zugebaut,

und selbst, wenn alle thermischen Kraftwerke mit der gleicher Kapazität wie gegenwärtig erhalten bleiben, wird sich das Ziel nicht erreichen lassen.

Abb. 24 zeigt sehr deutlich, dass – unabhängig davon, wie viel Offshore-Windkraft installiert wird – die Stromerzeugung spätestens um 2020 dramatisch einbrechen wird.

Es kann auch keine Maßnahme erkannt werden, um die Kernkraft allein durch erneuerbare Energien zu ersetzen.

Auch durch Stromsparen kann dies nicht erreicht werden. Schon seit mehr als einem Jahrzehnt wird das Einsparen von Strom als Allheilmittel gepriesen. Wie Abb. 1 deutlich macht, hat dies bisher nichts gebracht.

Würde man den Weg einer zwangsweisen Einsparung beschreiten, so müsste berücksichtigt werden, dass nur 26,6 % des gesamten Stromverbrauchs von privaten Haushalten verursacht wird. 73,4 % entfallen auf Verkehr (3 %), Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Landwirtschaft (22,4 %) und Industrie (45,8 %). Da der Strombedarf der Wirtschaft nur sehr begrenzt reduziert werden kann, müssten die privaten Verbraucher den größten Teil der Reduzierung verkraften. Dies dürfte politisch nicht durchsetzbar sein. Es würde den privaten Haushalt auf den Standard eines Schwellenlandes zurückwerfen.

Will man die Kernkraft vollständig ersetzen, so müssen – auch bei extremem Ausbau der Erneuerbaren - nicht nur die gegenwärtigen thermischen Kapazitäten erhalten bleiben. Aus Gründen der Netzsicherheit müssen in großem Umfang zusätzliche thermische Kraftwerke geschaffen werden.

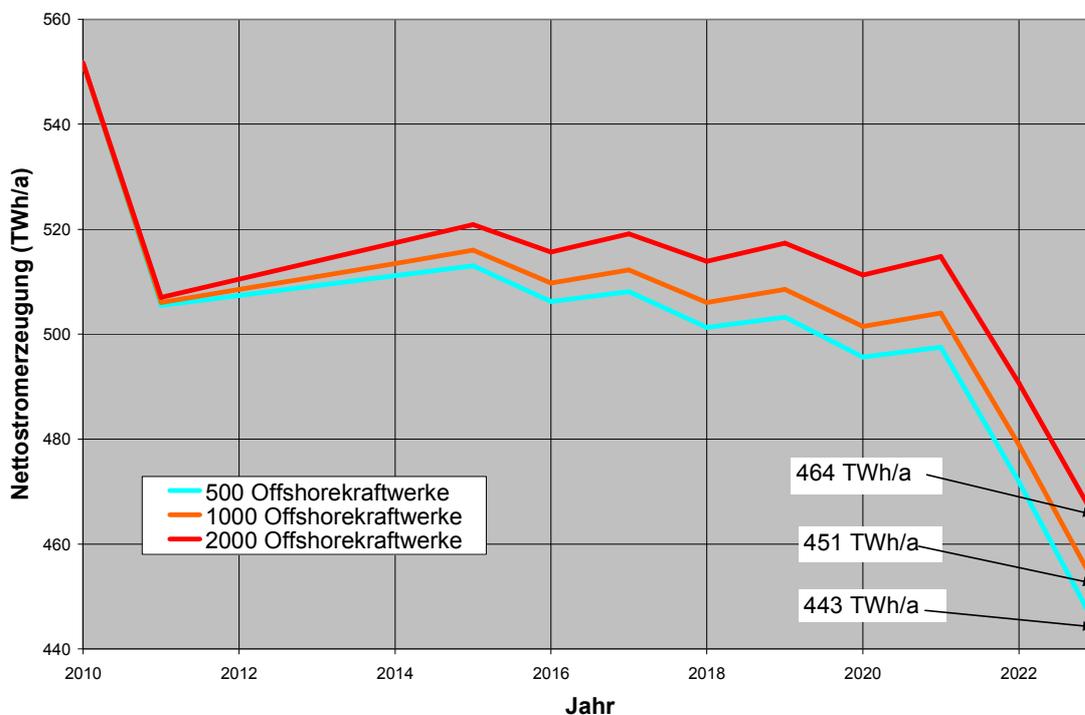


Abb. 24 Entwicklung der Nettostromerzeugung selbst bei extremsten Annahmen (2000 Offshorekraftwerke à 5 MW und 5000 ausgetauschte Windkraftwerke an Land, 5 MW statt 0,65 MW)