

Geschäftsstelle Cuxhaven:

Baudirektor-Hahn-Straße 20
27472 Cuxhaven
Tel.: 04721 – 66 77 243
Fax: 04721 – 66 77 251
E-Mail: info@wvwindkraft.de

Vorstand:

Dr. Wolfgang von Geldern, *Vorsitzender*
Lothar Schulze, *Stellvertreter*
Nils Niescken, *Schatzmeister*
Curtis Briggs
Karl Detlef
Fritz Laabs

Berlin, 22.11.2012

Zehn Thesen des WVW e.V. zur Energiewende

Einleitung:

Deutschlands Ruf wird auch am Erfolg der Energiewende gemessen werden. Gelingt die Energiewende und schaffen wir es, Deutschland weiterhin als Industrienation zu entwickeln, wird unser Land deutlich und dauerhaft durch die Energiewende profitieren. Die Vorteile liegen u.a. in der höheren Wettbewerbsfähigkeit, der Krisenfestigkeit und der Unabhängigkeit von knapper und teurer werdenden fossilen Energieressourcen.

Dabei müssen auch neue Denkansätze z.B. über die Einführung eines Energiewendegesetzes oder über einen eigenen Markt für Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) entwickelt werden, denn allein mit dem bisherigen und ohne Zweifel weiterhin extrem wichtigen EEG und dessen Novellierung ist weder die Energiewende noch der EE-Strommarkt zu entwickeln.

These Nr. 1: Wir brauchen einen Masterplan...

Deutschland braucht einen umfassenden Masterplan für die Energiewende mit einer Perspektive bis 2050. Bis dahin sollte als Mindestziel 80 % des erzeugten und verbrauchten Stroms in Deutschland aus Erneuerbaren Energien (EE) kommen. Dieses Ziel ist erreichbar. Die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Windenergie und Photovoltaik werden den Hauptteil der Stromerzeugung leisten, wobei eine räumliche Streuung der Anlagen und eine Einbeziehung der Nachbarländer den Ausgleich zwischen Energieproduktion und Energienachfrage tendenziell erleichtern. Um eine jederzeit gesicherte Versorgung zu erhalten ist die Nutzung sämtlicher Flexibilitätsoptionen bei der Stromerzeugung (KWK, kostengünstige Backup-Kapazitäten), dem Transport (Netzausbau), der Energienachfrage (Verbrauchsreduktion, Lastmanagement, Verbrauchsverlagerung in Zeiten starker Produktion von EE-Strom) und der Stromspeicherung erforderlich. Die umfassende Umstrukturierung der Energiewirtschaft erfordert einen Masterplan, der entwickelt und vom Deutschen Bundestag beschlossen werden muss.

These Nr. 2: ...und ein Energiewendegesetz

Entscheidende gesetzliche Grundlage für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende muss ein Energiewendegesetz sein. Dieses neue Gesetz muss den Vorrang der EE in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch festlegen und die Zielsetzung der Energieversorgung aus mindestens 80 % EE enthalten. Hier sind die Mindestziele für 2020, 2030, 2040 und 2050 festzulegen. Der generelle Ausstieg aus der Kernenergie und der fossilen Energie ist als Staatsziel zu formulieren. Alle Veränderungen von energierechtlichen und mit der Energieversorgung im Zusammenhang stehenden Rahmenbedingungen müssen so gestaltet werden, dass sie dem Ziel der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende und der Erreichung der Ziele einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung dienen.

These Nr. 3: Die Wirtschaftlichkeit des neuen Kraftwerksparks

Der komplette zentrale Kraftwerkspark aus atomaren und fossilen Kraftwerken muss Stück für Stück ersetzt werden durch dezentrale Stromerzeugung aus EE, darunter die Windenergie und die Photovoltaik als Hauptstützen der zukünftigen Stromerzeugung. Die zentrale Windkraft (Offshore) und große Wasserkraft und sind ebenfalls auszubauen und in den bundesweiten dezentralen Kraftwerkspark zu integrieren. Der Kraftwerkspark mit fossilen Brennstoffen ist soweit zu reduzieren wie es die EE-Kraftwerke ermöglichen und so umzustrukturieren, wie es erforderlich ist um die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität zu erhalten. Bei allem ist die wirtschaftlichste Erreichung der Zielsetzung mindestens 80 % EE bis zum Jahre 2050 anzustreben. Die Energiewende ist perspektivisch die kostengünstigste aller denkbaren Varianten. Die Kosten für fossile Energieträger werden zukünftig drastisch steigen. Die Kosten für den Bau von konventionellen Kraftwerken haben sich in den letzten Jahren um 70% erhöht. Dem gegenüber werden Windenergie und Photovoltaik dauerhaft Strom zu Kosten von 7 bis 10 Cent/kWh produzieren können. Die Höchstlast der Verbraucher kann durch günstige Gasturbinen (Kosten ca. 50 Mio. Euro pro Jahr pro Gigawatt Leistung) gesichert werden.

These Nr. 4: Das künftige Netz

Die Leitungsnetze zur Verteilung und Versorgung der Wirtschaft und der Bevölkerung mit Strom sind zu ertüchtigen, umzustrukturieren und zu erweitern, um einen dezentralen Kraftwerkspark, aber auch die große Wasserkraft und zentrale Offshore-Windparks so vernetzen zu können, dass die Energiewende gelingen kann und Versorgungssicherheit hergestellt ist. Zum Anschluss der zentralen Offshore-Kraftwerke ist ein Stufenplan zu entwickeln. Die kostengünstige dezentrale Onshore-Technik soll nicht gebremst werden durch Belegung von Netzen durch die zentrale Offshore-Windenergie. Die Netzausbauplanung und deren Finanzierung ist staatlicherseits zu sichern. Soweit die Netzgesellschaften mit dem Netzausbau überfordert sind, ist auch eine vorübergehende Verstaatlichung der Netze zu erwägen. Bürger sollen auch an der Finanzierung durch Anlagekapital beteiligt werden können. Die Umsetzung der Netzentwicklungsplanung ist durch den Bundesbedarfsplan als Gesetz sicherzustellen.

These Nr. 5: Neue Speichertechnologien

Dezentrale und zentrale Speichertechnologien für Strom oder biologische Brennstoffe und Heißwasserspeichertechnologien sind zu erforschen und weiter zu entwickeln und anzuwenden. Dazu gehören Biogasspeicher, Biomassespeicher, Wasserspeicherkraftwerkstechnik, Batteriespeicher und weitere Zukunftstechnologien wie Wasserstoffproduktion und synthetisches Methan. Von besonderer Bedeutung ist in der dezentralen KWK (für Gebäude etc.) die Abkoppelung der Erzeugung vom Wärmebedarf durch Wärmespeicher, die dann Programmlieferung für Strom ins Netz ermöglichen. Perspektivisch ist die Vernetzung von Strom- und Wärmeversorgung auch durch die Nutzung von Überproduktionen aus Erneuerbaren Energien in Wärmepumpen oder zur direkten Wärmeerzeugung interessant.

These Nr. 6: Produktionsmanagement und Lastmanagement

Das Produktionsmanagement der Stromerzeugung ist grundsätzlich auf die Erzeugung aus EE auszurichten. Daraus folgt, dass bei Beachtung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit die EE Vorrang haben. Und der Grundsatz gilt zuallererst: dezentral erzeugen und dezentral verbrauchen. Erst dann wird verteilt und daraus ergibt sich bei Vorrang der EE, dass die bisherige Definition der Kraftwerke nach Grundlast, Mittellast und Spitzenlast nicht mehr geeignet ist. Vielmehr muss anstelle der Stromlast (der Verbraucher) die vorhandene Stromproduktion der Erzeuger stehen:

Grundproduktion: Windenergie, Photovoltaik und Laufwasserkraft sowie andere nicht steuerbare Stromerzeugung aus EE, fossile Kraftwerke mit KWK und ohne KWK

Mittelproduktion: Biomasse, Biogas, Geothermie, dezentrale KWK-Kraftwerke

Spitzenproduktion: Pumpspeicher, Stauseewasserkraft, Biogasspeicher, Batteriespeicher, dezentrale Gaskraftwerke und Zusatzaggregate (Gas oder Diesel), zentrale Gaskraftwerke

Das Produktionsmanagement der Kraftwerke ist um ein erheblich verbessertes Lastmanagement der Verbraucher zu ergänzen. Das Lastmanagementgebot von Verbrauchern, der Eigenverbrauch vor Ort und die möglichst großen Sparanreize müssen sich grundsätzlich in den Stromtarifen und Abrechnungsarten widerspiegeln (z. B. keine Mengenrabatte sondern Minderrabatte im privaten Verbrauch) statt Grund- und Arbeitspreis nur Arbeitspreis.

These Nr. 7: Reform des EEG

Die Dynamik der EE in Deutschland wurde erreicht auf Grund des EEG. Die Mindestpreisregelungen in Verbindung mit dem Vorrang der Einspeisung haben vor allem dezentrale Stromerzeugung aus EE ermöglicht gegen Jahrzehnte langen Widerstand und Behinderung durch die deutschen Stromkonzerne. Träger und Investoren der dezentralen Erneuerbaren Energien sind der Mittelstand, die Kommunen und die Bürger selbst (Bürgerwindparks).

Das EEG hat über die zeitlich begrenzten Mindesteinspeisevergütungen Investitionssicherheit für den Aufbau des dezentralen Kraftwerksparks gegeben und vor allem die hohen Anfangsinvestitionen ermöglicht. Das EEG ist nie als Dauersubventionsgesetz gedacht gewesen und ist auch nicht dazu geworden. Durch die ständige Justierung der Mindestpreise wurde ein hochwirksames Steuerungsinstrument geschaffen, das die Erzeugungskosten schon enorm gesenkt hat und die Technologien weiter entwickelt hat.

Deshalb sind immer wieder Justierungen nötig. Dies wären z.B. für die nächste EEG-Novelle 2014/2015

bei Windenergie-Onshore:

- Streichung der optionalen Marktprämie nach §33 g EEG
- deutliche Erhöhung der durchschnittlichen Mindesteinspeisevergütung für Windstrom an weniger windhöffigen Standorten im Binnenland

Die aktuelle Mindesteinspeisevergütung reduziert sich durch den Wegfall des SDL-Bonus sowie die jährliche Degression von 1,5% und den nicht vorhandenen Inflationsausgleich weiter erheblich.

bei Photovoltaik:

- Entfernung des 52-GW-Deckels und stattdessen Justierung der Mindesteinspeisevergütungen in angemessener und verlässlicher Form

bei Biomasse, Biogas:

- Stärkere Anreize bei Programmlieferung (Spitzenlaststrom z.B. durch Gasspeicher)

Diese und sonstige Justierungen müssen planbar sein, angemessen und durch Sachverständigengutachten begründet werden.

These Nr. 8: Überprüfung der sogenannten EEG-Umlage

Die Errechnung der EEG-Umlage suggeriert einen Markt, für den es weder eine Definition noch eine angemessene Grundlage gibt. Grundsätzlich sollen aber - so die Idee - die Einspeisepreise gemessen werden an den tatsächlichen Strompreisen (inklusive externer Effekte) aus atomaren und fossilen Kraftwerken ohne die Milliardensubventionen und die Kosten der Umweltverseuchung. Die Berechnung der EEG-Umlage orientiert sich an angeblichen Marktpreisen an der Börse und gleichzeitig führt die Art der kaufmännischen Einbindung der Einspeisung aus EE zu einer Reduzierung der Strompreise an der Börse, was wiederum die EEG-Umlage erhöht. Während energieintensive Betriebe zum Teil auch ohne Berechtigung von der Umlage befreit sind, profitieren sie zusätzlich von niedrigen Preisen an der Börse, die wiederum verursacht sind durch die Art der Einbringung der Einspeisevergütung. Die EEG-Umlage ist in der heutigen Form grundsätzlich in Frage zu stellen und in der Wirkung zu analysieren.

These Nr. 9: Markt und Börse für Erneuerbare Energien:

Die Vermarktungsprämie ist in der jetzigen Form ein bürokratischer Nonsens und trägt nicht dazu bei, die Vermarktung zu fördern, sondern erzeugt tatsächlich unnötige Zusatzkosten. Aber allein mit dem jetzigen EEG wird einerseits keine Energiewende bis 2050 auf mindestens 80% EE möglich sein. Es müssen im Energiewendegesetz Mindestziele für EE- Stromverkauf und – verbrauch verbindlich festgelegt werden. Gleichzeitig muss für die EE die Frage eines funktionierenden EE-Strommarktes geklärt werden. Wie kann man aber einen wirklichen Markt mit entsprechenden Marktanreizen schaffen? Dazu einige Eckpunkte:

1. Der Vorrang Erneuerbarer Energien wird im Energiewendegesetz verankert und alle Stromverkäufer an Endkunden in Deutschland werden verpflichtet, einen jährlich steigenden Anteil von Strom aus EE zu verkaufen (Mindestanteil EE.) z.B. ab 2014: 30 %; ab 2015: 31,5 % etc. bis 2050: mindestens 80 %. Diesen Strom aus EE müssten sie sich kaufen und wenn man so will dem konventionellen Strom beimengen bis er nur noch höchstens 20% ausmacht.
2. Der erzeugte Strom aus EE in Deutschland, der mit Mindesteinspeisungsvergütungen bezahlt wird, wird soweit nicht vorab von den Netzbetreibern an Stromverkäufer weiterverkauft, von einer eigenständigen Strombörse EE komplett zu den Mindesteinspeisevergütungen des EEG aufgekauft und an die Stromverkäufer in Deutschland weiterverkauft. Jeder Stromverkäufer kann den Strom an der EE-Strombörse zu den Mindesteinspeisepreisen (plus Gebühren) oder mehr kaufen, falls sich ein höherer Preis einstellt. Es sei denn, der Stromverkäufer kauft oder produziert anderweitig in Deutschland Strom aus EE und verkauft diesen an die Endkunden.
3. Damit auch die Strombörse den kompletten Strom aus dem EEG wieder verkaufen kann, wird die Mindestmenge für die Stromverkäufer jährlich angepasst entsprechend den prognostizierten Produktionsmengen des Folgejahres. Wenn ein Stromverkäufer die Mindestmenge in einem Jahr nicht erfüllt, hat er dies Anfang des nächsten Jahres nachzuholen oder er muss der Börse den Schaden ersetzen (Differenz zwischen Verkaufspreis im allgemeinen Strommarkt und Mindesteinspeisevergütung).
4. Es entsteht dann wirklich ein Markt, der die Kostengünstigsten belohnt aber gleichzeitig wird durch das EEG mit Mindesteinspeisevergütungen sichergestellt, dass alle EE eine weitere Entwicklungschance haben und der gewünschte gemischte dezentrale Kraftwerkspark entstehen kann. Damit wäre auch ein System möglich, in dem Markt und Mindesteinspeisevergütungen keine Gegensätze mehr sind, sondern tatsächlich das EEG seine enorme Bedeutung behält und der freie Markt von EE-Strom an Fahrt aufnimmt.

These Nr. 10: Eigene Regelungen für Windkraft Offshore:

Für die zentrale Kraftwerkstechnologie Windkraft Offshore ist das EEG nicht wirklich geeignet. Dies ist schon erkennbar geworden an den Problemen der Netzanbindung, den Haftungsfragen, der Gründungstechnologie und der Logistik sowie der sich entwickelnden Industriepolitik von Bund und Ländern. Dabei kommen die Hauptprobleme noch erst, wenn die WEA installiert werden bzw. wenn sie installiert sind. Offshore war nur in der Planungsphase z.T. eine Aktivität des Mittelstandes, heute ist es bestimmt von Großinvestoren und den Stromkonzernen. Somit bedarf es für die Offshore-Projekte spezieller Lösungen und jeweils Einbindung der Landes- und Bundespolitik z. B. mit Bürgschaften und Netzinvestitionsabsicherung. Es wäre also zu befürworten, vor allem im Interesse der Offshore-Windenergie, für die Offshore-Nutzung ein eigenes Gesetz zu entwickeln. Offshore-Windkraft ist eine zukunftssträchtige neue maritime Industrie.

gez. Der Vorstand

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.