







Pressekonferenz am 17.1.2014

Energiewendeagenda 2020

Minister Franz Untersteller	 Baden-Württemberg MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DER MINISTER
Senator Dr. Joachim Lohse	Der Senator für Umwelt, Bau und Verkehr  Freie Hansestadt Bremen
Minister Stefan Wenzel	 Stefan Wenzel Niedersächsischer Minister für Umwelt, Energie und Klimaschutz
Minister Johannes Remmel	Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 
Ministerin Eveline Lemke	 Rheinland-Pfalz MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, KLIMASCHUTZ, ENERGIE UND LANDESPLANUNG
Minister Dr. Robert Habeck	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein 
Tarek Al-Wazir, designierter Minister für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung des Landes Hessen	

A. EINFÜHRUNG

Die Energiewende ist eine Erfolgsgeschichte grüner Politik. Mit dem raschen Ausbau erneuerbarer Energien wurde die Grundlage für eine neue, leistungsstarke Industrie und die Perspektive einer klimaverträglichen Energieversorgung in Bürgerhand geschaffen. Doch dieser Erfolg steht heute auf der Kippe. Durch das Missmanagement zweier Bundesregierungen haben sich grundlegende Probleme angehäuft, die jetzt weitreichende Reformen des Strommarktes und des Fördersystems für Ökostrom erforderlich machen.

Wir wollen diese neue Phase der Energiewende mitgestalten. Dazu bieten wir der Bundesregierung unsere Zusammenarbeit an. Denn eine langfristig erfolgreiche und bezahlbare Energiewende kann nur als nationales Gemeinschaftswerk gelingen. Die Ziele einer EEG-Reform müssen dabei sein:

- den Ausbau der erneuerbarer Energien kosteneffizient weiterzuführen und den Anteil von Ökostrom bis 2020 zu verdoppeln,
- den Anstieg der EEG-Umlage zu bremsen und fair zu verteilen, indem die überzogenen Industrierabatte europarechtskonform abgebaut werden und
- die Investitionschancen und -sicherheit für Bürgerinnen und Bürger auch beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewährleisten.

Eine Reform des EEG allein reicht aber nicht aus, um der Energiewende neue Fahrt zu verleihen. Der Anstieg der Braunkohleverstromung und der CO₂-Emissionen zeigen deutlich, dass der politische und marktwirtschaftliche Rahmen der Energiewende neu gesteckt werden muss. Ein Zurückdrängen der Kohlekraft ist erforderlich, um die Überkapazitäten im Stromsektor abzubauen und die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen. Hierfür ist eine Reform des Emissionshandelssystems und eine Einbettung in den europäischen Kontext unausweichlich. Und auch beim Energiesparen, im Wärmesektor und im Verkehrsbereich müssen dringend Fortschritte erzielt werden, um die Energiewende als Ganzes erfolgreich zu gestalten.

In den letzten zwei Jahren wurde jedoch eine erhitze Diskussion um die Energiewende geführt, die die Fragen des Klimaschutzes, der Energiewende in Bürgerhand und der fairen Lastenverteilung aus dem Blick verloren hatte. Insbesondere stand die Finanzierung der erneuerbaren Energien in der Kritik. Dabei wurde die Diskussion um die Stromkosten einseitig und unehrlich geführt und gegen die Energiewende instrumentalisiert. So werden beispielsweise die realen Kosten konventioneller Energieträger ebenso wenig betrachtet wie die tatsächlichen Preissteigerungen bei Kraftstoffen und im Wärmesektor. Kaum Beachtung findet hingegen der Umstand, dass – als Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien einerseits und des Verfalls der Preise für CO₂-Verschmutzungsrechte nach dem Emissionshandelssystem (ETS) andererseits – die Stromgroßhandelspreise sich innerhalb der letzten fünf Jahre mehr als halbiert haben. Die dadurch steigenden Differenzkosten zwischen Börsen- und Einspeisepreis führten maßgeblich zu dem noch 2011 nicht erwarteten überproportionalen Anstieg der EEG-Umlage. Dabei ignorieren die Kritiker der aktuellen Entwicklung massive Steuerungsdefizite der letzten Bundesregierung ebenso wie Vorteile

durch sinkende Börsenstrompreise für Teile der Industrie und die fehlende Weitergabe sinkender Börsenstrompreise durch die Versorger an Mittelstand und Privatkunden.

Volkswirtschaftlich führt die Energiewende schon heute zu niedrigeren Energiekosten. Betriebswirtschaftlich stehen Investitionen in erneuerbare Energien im Vergleich zu Investitionen in neue fossile Kapazitäten vielfach vor dem ‚Break Even‘ oder sind längst die auch betriebswirtschaftlich günstigere Investition.

Klar ist: Wenn die deutsche Energiewende ihre globale klimapolitische Wirkung entfalten soll, muss sie stärker europäisch verankert werden, um zu einem technologischen und industriellen Exportschlager zu werden. Dazu gehört, dass wir zeigen, dass eine weitgehend kohlenstoffarme Wirtschaft auch volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich darstellbar ist, die (Import)Abhängigkeit von fossilen Energieträgern sinkt und sogar die industrielle Wertschöpfung gesteigert werden kann.

Ein großer Anteil der EEG-Kosten entfällt auf die Vergangenheit – sprich auf die Phase hoher Einspeisevergütung bei der Markteinführung. Außerdem gab es im Bereich der Fotovoltaik zeitweise erhebliche Überförderungen, als die Kosten am Markt schneller sanken, als dies in den degressiven Vergütungssätzen nachgebildet werden konnte. Vorausgesetzt die Weichen bei der anstehenden EEG-Reform und der Reform des Emissionshandelssystem (ETS) werden richtig gestellt, wird der Zubau in den nächsten Jahren hingegen nur noch vergleichsweise geringe Kosten und Steigerungen der EEG-Umlage bewirken. Der Abschluss der Regierungsbildung im Bund bietet nun die Chance, zu einer sachlichen Diskussion zurückzukehren, das EEG zu einem kosteneffizienten Instrument für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien weiterzuentwickeln und die Energiewende konsequent fortzusetzen.

Dass der Koalitionsvertrag der Großen Koalition grundsätzlich am EEG festhält begrüßen wir ausdrücklich. Andere ins Spiel gebrachte Modelle (z.B. ein Quotenmodell) hätten den notwendigen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nicht günstiger gemacht und würden diesen mit hoher Wahrscheinlichkeit sogar völlig abwürgen. Das können wir uns weder klimapolitisch noch ökonomisch leisten. Wir setzen beim weiteren Zubau auf eine Preis- und nicht auf eine Mengensteuerung. Die Ausbauziele dürfen keinesfalls hinter den Ausbauprognosen zurückfallen, die dem Bundesbedarfsplangesetz für das Stromübertragungsnetz zugrunde liegen, und so den angestoßenen Netzausbau durch die Hintertür wieder infrage stellen.

B. GRUNDSÄTZE

Ein Neustart der Energiewende braucht klare und feste Ankerpunkte. Nötig sind grundsätzliche Verständigungen statt einer Fortführung der bisherigen kurzatmigen Politik. Wir sind davon überzeugt, dass die Energiewende umfassender gedacht werden muss. Das heißt: der Klimaschutz und die Einbettung in Europa müssen ebenso Berücksichtigung finden wie Gerechtigkeitsfragen und ein zukünftiges Strommarktdesign.

1. Klimaschutz

Die Energiewende ist mehr als der Atomausstieg. Ziele unserer hier vorgelegten Reformvorschläge sind die Verstetigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien hin zu einer kohlenstoffarmen Energieversorgung, die Erfüllung des notwendigen nationalen und europäischen Beitrags zur Begrenzung der Erderwärmung auf maximal 2 Grad Celsius und die Beendigung der (Import)Abhängigkeit von fossilen Energiequellen. Dafür ist es unentbehrlich den Bereichen Energieeinsparung, Energieeffizienz, Wärmeversorgung und einer „erneuerbaren“ Mobilität einen wesentlich größeren Stellenwert beizumessen, als dies bislang der Fall war.

Folgt man dem Koalitionsvertrag und anderweitigen Äußerungen von CDU/CSU und SPD, werden der Klimaschutz und die Abkehr von fossilen Energieträgern von der Großen Koalition nur unzureichend mitgedacht. Bedingt durch ein massives Überangebot an CO₂-Verschmutzungsrechten nach dem Emissionshandelssystem ist deren Preis auf unter 5 Euro pro Tonne CO₂ gefallen. In der Folge bleiben Anreize für zwingend erforderliche Klimaschutzinvestitionen sowie Einnahmen aus dem Emissionshandel aus. Zudem entsteht über das nötige Maß hinaus ein ökonomischer Anreiz weiter die extrem klimaschädliche Braunkohle zu verstromen, während modernere Gaskraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Hier liegt der Kardinalfehler im Politikentwurf der großen Koalition. Ohne einen wirksamen Emissionshandel ist das Gelingen der Energiewende massiv gefährdet. Die vorübergehende Entnahme von 900 Millionen überschüssigen Emissionszertifikaten (das sogenannte „backloading“) kann nur ein erster Schritt sein. Weitere strukturelle Reformen sind dringend erforderlich. Überschüssige Zertifikate müssen in Form eines „set aside“ (2 Milliarden Zertifikate) dauerhaft vom Markt genommen, das europäische Klimaziel bis 2020 kurzfristig auf minus 30 Prozent (bezogen auf 1990) erhöht und ein Mindestpreis für CO₂ Zertifikate eingeführt werden. Bis zu einer europäisch einheitlichen Regelung könnte dieser zunächst nach britischem Vorbild national in Form einer variablen Steuer auf Emissionszertifikate eingeführt werden. Für die Weiterentwicklung des Emissionshandels braucht es zudem einen klaren Emissionsminderungsfahrplan mit definierten Zwischenzielen bis zum Jahr 2050, in dem dann eine Minderung von 80 % - 95% (bezogen auf 1990) erreicht sein muss. Bis zum Jahr 2030 wollen wir in Europa dabei eine Reduktion von mindestens 55 % (bezogen auf 1990) der Treibhausgasemissionen erreichen.

2. Europäischer Rahmen

Mit dem Atomausstieg und der Energiewende ist Deutschland im europäischen Kontext vorangeschritten. Auch zukünftig sollte gelten: soviel europäische Einbindung und Abstimmung wie nötig, aber auch nur so viel wie möglich. Ob beim Klimaschutz, beim Emissionshandel, beim Ausbau der erneuerbaren Energien, der verstärkten Anstrengung zur Energieeffizienz und einem abgestimmten Marktdesigns, das klimafreundliche Energieerzeugung in den Mittelpunkt stellt, – all dies sollte mit unseren Nachbarn im europäischen Rahmen diskutiert werden. Aber auch zukünftig sollte Deutschland eigene Akzente setzen, wenn kein europäischer Konsens in der Energiepolitik herzustellen ist.

Für uns ist bereits heute klar, dass insbesondere beim Netzausbau und gerade den Grenzkuppelstellen viele zusätzliche Synergien mit unseren Nachbarn gehoben werden könnten, die für alle Seiten erhebliche Kostenvorteile bei der notwendigen Systemintegration der volatilen erneuerbaren Energien hätten. Gerade die aktuellen Entwicklungen auf europäischer Ebene, insbesondere der Entwurf der Beihilfeleitlinie, die droht das gesamte EEG infrage zu stellen, sowie die Einleitung des Beihilfeprüfverfahrens für die Besondere Ausgleichsregelung, erfordert die Bündelung aller politischen Kräfte. Wir wollen ein Europa der erneuerbaren Energien. Unter dem Deckmantel der Harmonisierung darf es zu keiner Deckelung des Ausbaus der erneuerbaren Energien kommen.

3. Gerechtigkeit - Besondere Ausgleichsregelungen und Beihilfeprüfverfahren

Es liegt in der Verantwortung der letzten Bundesregierung, dass bis zum heutigen Tag eine europarechtskonforme Regelung der einer stetig wachsenden Zahl von Unternehmen gewährten Ausnahmen von der EEG-Umlage verschleppt wurde. Die Quittung dafür lieferte jüngst EU-Kommissar Almunia mit dem jetzt eröffneten Beihilfeprüfverfahren. Die Industrieprivilegien (Besondere Ausgleichsregelung) im EEG belasten Privathaushalte und nicht privilegierte Unternehmen mit Mehrkosten von rund 6 Milliarden Euro jährlich, also ca. 1/3 der EEG-Umlage. Die Privilegien werden von immer mehr Betrieben in Anspruch genommen, die in keiner Weise unter die Rubrik „stromintensiv“ fallen bzw. als solche im internationalen Wettbewerb stehen. Wir sind der Auffassung, dass entsprechende Befreiungen von der EEG-Umlage zukünftig strikt auf stromintensive Unternehmen, die tatsächlich im internationalen Wettbewerb stehen, begrenzt werden müssen.

Vor dem Hintergrund des EU-Beihilfeprüfverfahrens schlagen wir vor, sich hierbei zukünftig an den von der EU notifizierten Regeln zu orientieren, die im Rahmen des Emissionshandelssystems (ETS) für den Umgang mit energieintensiven Unternehmen entwickelt wurden. Bei einer europarechtskonformen Überarbeitung der Ausgleichsregelungen sollten dabei die folgenden Punkte leitend sein.

- Die Privilegierung bei der EEG-Umlage wird zukünftig nur Unternehmen stromintensiver Branchen, die stark im internationalen Wettbewerb stehen, gewährt.

- Ausnahmeregelungen sollen künftig nur für solche stromintensiven Industrieanlagen von Branchen und Wertschöpfungsketten gelten, bei denen ex-ante ein erhebliches Risiko der Verlagerung dieser Anlagen ins Ausland besteht, wenn die Ausnahmen nicht gewährt würden. Dies soll analog zur Strompreiskompensationsrichtlinie erfolgen, um EU Beihilferechtskonformität zu erlangen. Allerdings muss die Branchenliste entsprechend angepasst werden.
- Die begünstigten Unternehmen müssen für den Erhalt der Privilegierung auf der Basis eines Energiemanagementsystems den Nachweis erbringen, dass alle Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Energieeinsparung mit einer Amortisationszeit von bis zu drei Jahren innerhalb der nächsten fünf Jahre umgesetzt werden.
- Schließlich ist ein verpflichtend aufwachsender Anteil an erneuerbaren Energien für die Gewährung der Privilegierung vorzusehen.

4. Energie- und Strommarktdesign

Das bestehende grenzkostenbasierte Marktmodell (Energy-only-Market) ist bei Erhalt der derzeitigen hohen Wettbewerbsintensität aus fundamentalen und strukturellen Gründen nicht in der Lage, die erforderlichen Anreize im Sinne der Energiewende zu setzen. In den letzten zwei Jahren wurde von der alten Bundesregierung jedoch der Fehler gemacht ausschließlich das EEG und die Stromkosten zu betrachten. Für eine wirkliche Energiewende brauchen wir jedoch ein integriertes Energie- und Strommarktdesign, das alle relevanten Bereiche so miteinander verknüpft, dass bestehende rechtliche, technische und steuerliche Grenzen zwischen den Sektoren abgebaut werden. Eine Reform des EEG ohne eine Umgestaltung des Strommarktes wird daher das Ziel verfehlen. Ein integriertes Energie- und Strommarktdesign muss sowohl einen Wettbewerbsmarkt für erneuerbare Energien und Versorgungssicherheit schaffen, die Speicherfrage rechtzeitig und systematisch angehen, den KWK Ausbau weiter fördern, das Strom-, Wärme-/Kältesystem zusammenführen, ein zukünftiges Strom-/Gas- und Strom-/Wasserstoffsystem bereits heute mitdenken, die Energieeffizienz bei Produkten und im Gebäudesektor befördern und den Mobilitätsbereich mit einer Systementscheidung einbeziehen.

C. ENERGIEWENDE IM STROMSEKTOR

1. Orientierung

Die Energiewende im Stromsektor ist ein iterativer Prozess über mehrere Jahrzehnte. Es ist wichtig auf diesem Weg nicht den zweiten Schritt vor dem ersten zu tun, aber dennoch das System kontinuierlich weiterzuentwickeln.

Mit der anstehenden Reform des EEG endet die Phase der **Systemeinführung** (0-25% EE-Stromanteil). In ihr wurden die neuen Technologien entwickelt, die zu Anfang teurer waren, aber auch eine so steile Lernkurve hatten, dass die erneuerbaren Energien – dies gilt vorrangig für die Solar- und Windenergie onshore – heute Strom zu Preisen unter den tatsächlichen Erzeugungskosten von neuen fossilen Kraftwerken oder Atomkraftwerken produzieren können. Eindrücklicher Beleg hierfür ist die in Großbritannien auf 35 Jahre zugesicherte Vergütung beim Bau neuer Atomkraftwerke in Höhe von 10,6 Cent, die nicht degressiv ausgestaltet ist, sondern im Rahmen eines Inflationsausgleichs kontinuierlich steigen wird. Strom aus erneuerbaren Energien hat den Börsenstrompreis in Deutschland demgegenüber bisher bereits um mehr als 1 ct/kWh gesenkt.

Wir treten hiermit in die Phase der **Systemdurchdringung** (25-50% EE-Stromanteil) ein. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird immer mehr fossile Strukturen überflüssig machen und verdrängen. In dieser nun anstehenden Phase ist das EEG als Finanzierungsinstrument zum weiteren Ausbau auch in den kommenden Jahren notwendig, was nicht ausschließt, dass es beispielsweise hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung z.B. bei den Vergütungssätzen weiter angepasst werden muss. Gleichzeitig muss ein Finanzierungsmechanismus für die dritte Phase vorbereitet und in Modellversuchen (z.B. Auktionierung) erprobt werden.

Wir brauchen perspektivisch einen Strommarkt, in dem sich alle anderen und absehbar abgängigen Energieträger den erneuerbaren Energien anpassen müssen. Wind- und Sonnenenergie werden in Zukunft das Rückgrat der Stromversorgung bilden. Im Vorgriff auf eine umfassende Neuausrichtung des Marktes wollen wir die Marktelemente bei der Finanzierung erneuerbarer Energien schrittweise verstärken.

Die Akteursvielfalt auf der Investorensseite ist das Fundament der Energiewende in Deutschland und muss auch zukünftig sichergestellt werden. In der Phase der Markteinführung der erneuerbaren Energien waren der Einspeisevorrang für die erneuerbaren Energien, der Vorrang bei Anschluss und Durchleitung sowie die feste Einspeisevergütung das Herzstück des EEG. Zukünftig werden erneuerbare Energien jedoch in der Phase der Systemdurchdringung bis zur Hälfte der jährlichen Erzeugungsleistung liefern. Bereits heute tragen sie an einzelnen Tagen bereits mehrheitlich zum Stromangebot bei.

Die Direktvermarktung am Spotmarkt der Strombörse soll künftig durch die verstärkte Vermarktung erneuerbarer Energien auch am Termin- sowie Regelenergiemarkt ergänzt werden. Die dritte Phase der Energiewende, in die wir zu Beginn der 2020er Jahre eintreten werden, ist die Phase der **Systembeherrschung** (50-75% EE-Stromanteil). In ihr werden das

Stromsystem, das Marktdesign und der Rechtsrahmen voll an den erneuerbaren Energien ausgerichtet und durch sie bestimmt sein. Ein wachsender Markt der erneuerbaren Energien strukturiert so den gesamten Markt neu.

Eine feste Einspeisevergütung soll es in dieser Phase nur noch für Anlagengrößen und -typen geben die sich in der Hand von einzelnen Bürgern oder Bürgerenergiegenossenschaften befinden (z.B. Fotovoltaik-Kleinanlagen, Bürgerwindräder, etc.). Das geringere Risiko durch feste Einspeisevergütung wird durch ein geringeres Renditeversprechen ausgeglichen. Für größere Investorenprojekte soll perspektivisch der Weg zu einer obligatorischen Direktvermarktung aufgezeigt werden, die das höhere Risiko mit höheren Renditen ausgleicht.

Die „**letzte Meile**“ (75-100% EE-Stromanteil) ist technologisch besonders anspruchsvoll, weil sie den massiven Einsatz von Lastmanagement, Intelligenten Netzen (Smart Grids) und dann marktreifen Speichern erfordert und eng mit dem Wärme- und Mobilitätssektor verzahnt sein wird.

2. Grundsätze der Energiewende im Strommarkt

Neben der hier vorgeschlagenen Orientierung an den vier Phasen der Energiewende hin zu 100% Strom aus erneuerbaren Energien, gibt es für uns einige Grundsätze, die für die weitere Ausgestaltung des Stromversorgungssystems gelten müssen.

2.1. Technologiespezifische Förderung

Die Förderung der verschiedenen erneuerbaren Energien muss technologiespezifisch und ihrem technologischen Reifegrad entsprechend erfolgen.

2.2. Investitions- und Planungssicherheit

Investitionsunsicherheit macht die Energiewende teuer. Das EEG muss auch künftig Investoren die erforderliche Investitionssicherheit gewähren. Die Gewährleistung von Planungs- und Investitionssicherheit schließt Eingriffe in die Vergütung von Bestandsanlagen aus und erfordert zugleich angemessene Übergangsvorschriften auch für bereits im Genehmigungsverfahren befindliche Anlagen.

2.3. Einspeisevorrang

Das Herzstück einer ökologischen und klimaverträglichen Weichenstellung der Energieumwandlung ist der Einspeisevorrang für die erneuerbaren Energien ebenso wie der Vorrang bei Anschluss und Durchleitung. Diese müssen in der Phase der Systemdurchdringung vollständig und uneingeschränkt erhalten bleiben.

2.4. Bürgerenergieparks und regionale Wertschöpfung

Bei der Energiewende steht nicht Nord gegen Süd und nicht Ost gegen West. 75 % der Stromversorgung sind heute noch nicht erneuerbar und in den Bereichen Wärme und Mobilität ist der Handlungsbedarf noch weitaus größer. Auch für diese Bereiche wird der Einsatz von erneuerbaren Energien notwendig sein. Es ist also wichtig, die Energiewende in allen Teilen der Republik voranzutreiben, gerade auch in den Regionen in denen die großen Lastzentren liegen. Dabei setzen wir insbesondere auf den weiteren Zubau von Bürgerenergieparks und auf Energiegenossenschaften. Bei Wegfall des Grünstromprivilegs sollten Konzepte, die ausschließlich auf regionale Vermarktung außerhalb des EEG setzen, die Möglichkeit einer steuerlichen Begünstigung erhalten.

2.5. Ökologischer Flexibilitätsmarkt

Anders als in der Vergangenheit muss sich der Strommarkt künftig an den Eigenschaften der erneuerbaren Energien ausrichten. Das betrifft auch die wichtige Frage der Versorgungssicherheit und der Bereitstellung der notwendigen flexiblen Kapazitäten für wind- und sonnenarme Zeiten durch Speicher, Lastmanagement, Netzausbau, flexible Erneuerbare und Gaskraftwerke. Hierzu sind in dieser Legislaturperiode die nötigen Rahmenbedingungen zu schaffen, indem das Strommarktdesign entsprechend optimiert wird und bestehende Ineffizienzen gezielt beseitigt werden. Ein allgemeiner und alle konventionellen Anlagen umfassender Kapazitätsmarkt ist nicht erforderlich. Er ist mit hohen Kosten verbunden und blockiert den notwendigen Strukturwandel. Wir wollen keine Subventionierung von Kohlekraftwerken.

Falls sich jedoch infolge des notwendigen Strukturwandels im Erzeugungsbereich Netzengpässe ergeben, so dass auf regionaler Ebene Versorgungsengpässe drohen, ist eine Nutzung von regional ausgerichteten Kapazitätsmechanismen vorzunehmen. Dies sollte dort erfolgen, wo Kraftwerke in erheblichem Umfang vom Netz gehen, deren Leistung mit den dann vorhandenen erneuerbaren Kapazitäten nicht vollständig ausgeglichen werden können, in deren Nähe aber gleichzeitig große Lastzentren liegen. Ein solcher Kapazitätsmechanismus, der jedoch treffender als ökologisch konditionierter Flexibilitätsmarkt beschrieben wird, muss wettbewerbsorientiert und marktnah gestaltet sein, ein angepasstes Lastmanagement befördern und den Betrieb von Speichern und vorhandenen Gaskraftwerken sicherstellen. Er soll ausschließlich den Neubau von hoch flexiblen und CO₂-armen Erzeugeranlagen anreizen. Wichtig ist, dass die Netzengpässe schnellstmöglich durch einen koordinierten Netzausbau beseitigt werden.

2.6. Herausnahme von konventionellen Kapazitäten aus dem Netz

Derzeit befinden sich noch erhebliche konventionelle Kapazitätsmengen im Netz, die aufgrund ihrer technischen und ökonomischen Inflexibilität zu einer fossilen Überkapazität führen, die Börsenstrompreise zeitweise ins Bodenlose fallen lassen, effizientere Gaskraftwerke unwirtschaftlich machen und das Klima schädigen. Wir wollen eine

klimafreundliche Erneuerung und Anpassung unseres Kraftwerksparkes, orientiert am Tempo der Energiewende und deren Anforderungen auf der Basis von ehrgeizigen Wirkungsgraden, einer Verbesserung bei den Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen und bei Beachtung der Versorgungssicherheitsrelevanz der einzelnen Kraftwerke. In diesem Zusammenhang sollte im Immissionsrecht für neue fossile Kraftwerke ein elektrischer Wirkungsgrad von 58 % verbindlich vorgegeben werden. Ausgenommen werden sollten Gasturbinen, die zu Regelleistungszwecken erforderlich sind, aber geringere Vollbenutzungsstunden haben. Für Bestandsanlagen sollte mit einer zeitlichen Übergangsfrist ebenfalls ein Mindestwirkungsgrad festgesetzt werden. Nach dem Vorbild der USA sollen darüber hinaus strenge Grenzwerte für Quecksilber und andere Schadstoffe erlassen werden.

Zudem muss die Kraftwerkliste der BNetzA durch Veröffentlichung einer Liste der zur Stilllegung angezeigten Kapazitäten und einer Liste der Kapazitäten, für die der Weiterbetrieb angeordnet wurde, ergänzt werden. Dem Netzentwicklungsplan müssen realistischere Annahmen zu den Betriebszeiten zu Grunde gelegt werden.

2.7. Einspeisereihenfolge

Zusätzlich zum bestehenden Vorrang des EE und KWK-Stroms soll zukünftig grundsätzlich eine bevorzugte Nutzung emissionsärmerer vor den emissionsstärkeren Kraftwerkstechnologien erfolgen. Solange kein angemessener Emissionspreis für CO₂-Zertifikate erzielt wird, sollen CO₂ Grenzwerte im Emissionsschutzrecht als ordnungspolitische Maßnahmen im Übergang gestaltend eingeführt werden. KWK-Anlagen sollten künftig durch geeignete Maßnahmen (Power to heat, Wärmespeicher etc.) stärker als bisher stromgeführt und zu Regelleistungen herangezogen werden.

2.8. Speicher

Während aktuell eine Orientierung an Lastmanagement und weiteren Flexibilitätsoptionen spürbare Effekte erzielen würde, ist in den kommenden Jahren der Netzausbau der Schlüssel zur Integration fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien. Gleichzeitig müssen bereits jetzt zur weiteren Systemintegration die Grundlagen für eine umfassende Strategie zur Implementierung von Speichertechnologien für kurzzeitige, mittelfristige und langzeitige Speicher gelegt werden.

Hierzu muss eine Speicherentwicklungsplanung in Anlehnung an die Netzentwicklungsplanung erfolgen. Dies beinhaltet die Bedarfsfeststellung der bestätigten Projekte und die energiewirtschaftliche Planfeststellung der Gesamtanlage.

Soweit zur Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien (Strom-, Wärme- und Gasspeicher) finanzielle Unterstützung erforderlich ist, muss dies im Wege der Innovationsförderung bzw. aus dem Energieforschungsprogramm der Bundesregierung durch Zuschüsse geschehen. Ziel muss eine wirtschaftliche Perspektive für den Speicherbetrieb sein. Diese wirtschaftliche Perspektive muss beinhalten, dass Speicher nicht nur wie eine Erzeugungskapazität am Energy-Only-Markt über weiterhin zulässige

Arbitragegeschäfte an den Spotmärkten, sondern insbesondere auch als Teil des Netzes betrieben werden, soweit sie für die Netzstabilität benötigt werden.

2.9. EEG-Kosten auf den Ausbau der Erneuerbaren konzentrieren

Zur Energiewende gehörte immer der Leitsatz, dass der Verbrauch verteuert und die Arbeitskosten verringert werden sollen. Im EEG sind jedoch viele Bestandteile, die den Ausbau der Erneuerbaren nicht betreffen, vor allem der Merit-Order-Effekt und die Ausnahmeregelungen. Sie sind faktisch Industriesubventionen. Die EEG-Kosten sollen nicht weiter durch systemfremde Subventionen erhöht werden. Zukünftig werden eine Reihe von Forschungs- und Entwicklungsaufgaben für Speicher und smart-grids anfallen. Für die Finanzierung dieser Kosten soll neben der Forschungsförderung aus dem Energieforschungsprogramm der Bundesregierung auch ein EU-Beihilfe-konformer Fonds geprüft werden. Er sollte sich vor allem speisen aus der Abschaffung ökologischer schädlicher Subventionen.

3. Reformvorschläge für das EEG

3.1. Marktprämie

Im Vorgriff auf eine umfassende Neuausrichtung des Marktes wollen wir die Marktelemente bei der Finanzierung erneuerbarer Energien verstärken. Das Marktprämienmodell muss so reformiert werden, dass die Akteursvielfalt beim Ausbau der Erneuerbaren Energien erhalten bleibt. Gleichzeitig gilt es, die Mitnahmeeffekte bei der Managementprämie zu beenden. Die einseitige Direktvermarktung an der Strombörse soll künftig durch die Integration erneuerbarer Energien auch in den Regelenergie- und Endkundenmarkt ergänzt werden. Wir wollen es Stromkunden erleichtern, Strom aus EE-Anlagen ihrer Region zu beziehen, ohne dabei das EEG-Konto zu belasten. Dabei ist darauf zu achten, dass eine europarechtskonforme Regelung gefunden wird. Unser Ziel ist es, den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, wo dies technisch und ökonomisch möglich ist, durch Marktimpulse kosteneffizient auch außerhalb des EEG zu befördern.

3.2. Windkraft an Land

Ein modifiziertes Referenzertragsmodell für Windkraft an Land soll Überförderung an windhöffigen Standorten beenden und gleichzeitig den weiteren Ausbau dieser kostengünstigsten Technologie zur Erzeugung erneuerbarer Energien weiter voranbringen. Angesichts der in den letzten Jahren stattgefundenen technologischen Entwicklung gelingt es heute mit sogenannten Schwachwindanlagen auch auf Standorten mit 60 – 70% Referenzertrag auf 2000 bis 2300 Volllaststunden pro Jahr zu kommen. Aus diesem Grund sollte eine Parametrisierung des Referenzertragsmodells sicherstellen, dass Windenergie an Standorten über 60% Referenzertrag auch zukünftig wirtschaftlich genutzt werden kann.

3.3. Windkraft auf See

Die Offshore-Windenergie hat eine bedeutende Rolle in einem Energiesystem, das auf 100% Stromerzeugung durch erneuerbare Energien setzt. Sie hat sich mit 7500 – 8000 Betriebsstunden und 4500 Volllaststunden pro Anlage und Jahr als leistungsfähiger erwiesen als erwartet. Sie leistet damit einen nennenswerten Mengenbeitrag und trägt zudem zur Systemstabilität und damit zur Versorgungssicherheit bei. Die Offshore-Windenergie in ihrem derzeitigen Entwicklungsstadium auszubremsen wäre daher energie- und industriepolitisch fatal. Eine stärkere und besser verzahnte Planung ist hingegen erforderlich. Bezogen auf einen kalkulatorischen Planungszeitraum liegt die Vergütung im Stauchungsmodell heute nur wenige Cent/kwh höher als bei der Onshore-Windnutzung, bietet aber zugleich erhebliche Kostensenkungspotenziale und gute Möglichkeiten der Direktvermarktung. Durch verlässliche Rahmenbedingungen und Investitionsanreize müssen effektive Lernkurven ermöglicht werden, um diese Kostensenkungspotenziale auf dem Weg zur Marktreife zügig zu realisieren.

Für einen Anlagenumfang von unmittelbar 6 – 8 GW in Nord- und Ostsee bis 2020 und mindestens 20 GW bis etwa 2030 muss die Planungssicherheit wiederhergestellt werden. Die von der Großen Koalition angekündigte Verlängerung des Stauchungsmodells bis 2019 kann hierfür zunächst Planungssicherheit schaffen. Weitere Schritte müssen aber folgen. So sollte die Zusage der EEG-Vergütung zu einem früheren Zeitpunkt erfolgen, z.B. zum Termin der finalen Investitionsentscheidung bzw. parallel zur verbindlichen Zuweisung von Netzkapazitäten in Verbindung mit „use it or lose it“-Prinzip. Dies muss jedoch an strenge Regeln für eine zügige Projektrealisierung geknüpft sein, z.B. vertragliche Vereinbarungen über den Projektfortschritt und den Fertigstellungszeitpunkt. Zudem muss sie mit der Offshore-Netzplanung abgestimmt sein. Auch ein Baugebot für genehmigte Standorte auf See sowie die Begrenzung der Gültigkeit des Stauchungsmodells für diese Standorte ist zu prüfen.

Nachdem mehr und bessere Erkenntnisse über die tatsächlichen Kostenstrukturen und Lernkurven vorliegen ist zu prüfen, ob jenseits der verlängerten Gültigkeit des Stauchungsmodells Planungssicherheit und ein weiterer Ausbau auch durch ein Ausschreibungs-, Auktions- oder Marktprämienmodell sichergestellt werden kann. Dies sollte in einem Modell genauer erprobt werden.

3.4. Fotovoltaik

Bei der Fotovoltaik sind die Kosten stark gefallen. Um den derzeit in der Branche stattfindenden Konsolidierungsprozess nicht zu gefährden, soll an dem im EEG vorgesehenen Degressions-Mechanismus weiter festgehalten werden. Dieser hat den Zubau auf ein energiewirtschaftlich sinnvolles und ökonomisch tragfähiges Maß begrenzt. Angesichts der niedrigen Modulpreise und damit einhergehend der ständig weiter sinkenden Stromgestehungskosten aus Fotovoltaik macht ein Festhalten an der Begrenzung des Fotovoltaik Ausbaus auf 52 Gigawatt, wie derzeit im EEG festgeschrieben, keinerlei Sinn.

Während der Bund über die Vergütungshöhe entscheidet, soll die Entscheidung über den Bau von Fotovoltaik Freiflächenanlagen zukünftig allein von den Ländern und Gemeinden im Rahmen der Landes- bzw. Bauleitplanung getroffen werden. Vorrang soll stets die Nutzung von Geländen, die nicht der landwirtschaftlichen Produktion oder dem Naturschutz dienen haben.

3.5. Biomasse

Bei der Biomasse muss die Förderung so gestaltet werden, dass die bedarfsgerechte Stromerzeugung zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energien angereizt wird. Dementsprechend muss die Bioenergie zukünftig Systemdienstleistungen (insbesondere Frequenzhaltung) übernehmen – und nicht nur am negativen Regelenergiemarkt (Minutenreserve) in der Direktvermarktung teilnehmen können. Es sollen weitere Anreize für virtuelle Kraftwerke und Gasspeichermodelle implementiert werden.

Auch in Deutschland ist die weitere Biomassenutzung aufgrund der Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, stofflichen Nutzung und zu Naturschutz- und Erholungszwecken sehr begrenzt. Die beschränkte Menge Biomasse, die zur Stromerzeugung zur Verfügung steht, muss primär so effizient wie möglich genutzt werden und dazu dienen, die schwankende Stromproduktion aus Wind und Sonne auszugleichen. Dem übertriebenen Maisanbau und den Fehlsteuerungen in der Agrar- und Energiepolitik der letzten Jahre wollen wir entgegenwirken. Daher wollen wir die Rahmenbedingungen im EEG so ändern, dass die Förderung von Biogasanlagen sich künftig auf die Verwertung biogener Reststoffe konzentriert und Anreize geschaffen werden, von Monokulturen auf Anbau in Fruchtfolgen und auf ökologisch und landschaftlich attraktive Energiepflanzen (z.B. Blühpflanzenmischungen, Klee gras) umzustellen. Die Vielzahl an Boni insbesondere bei der Biomasse muss deutlich begrenzt werden.

3.6. Wasserkraft

Die Technologie zur Nutzung von Wasserkraft zur Stromerzeugung ist im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien ausgereift. Hier können also keine weiteren Kostensenkungspotenziale im Sinne einer Lernkurve erwartet werden. Außerdem gilt das Potenzial der Wasserkraft zur Stromerzeugung als weitgehend ausgeschöpft.

Nach dem letzten Erfahrungsbericht zum EEG kann über Zubaumaßnahmen, insbesondere über die Modernisierung und den Ausbau bereits bestehender Anlagen oder den vereinzelt Neubau an bestehenden Querbauwerken langfristig eine Steigerung der Stromerzeugung um bis zu 15 % erreicht werden. Nach unserer Überzeugung ist die gegenwärtige Differenzierung der Einspeisevergütung nach Größenklassen, wobei Kleinanlagen eine höhere Vergütung als größere Anlagen erhalten, geeignet, die noch mögliche Potenzialerschließung der Wasserkraft zu gewährleisten.

3.7. Geothermie

Die Stromerzeugung aus Geothermie wird zukünftig außerhalb des EEG über Bürgschaften und Investitionsanreize an die Marktreife herangeführt. Die Bestandsförderung im EEG bleibt hiervon unbetroffen.

Die Nutzbarmachung der Erdwärme, die überwiegend durch die petrothermische Tiefengeothermie mit dem sogenannten Stimulationsverfahren erfolgt, ist mit der Gefahr einer Reihe von erheblichen Umweltauswirkungen und Umweltrisiken verbunden.

Zur Unterstützung und Begleitung insbesondere zur Minimierung der vorgenannten Risiken ist eine umfassende Geothermie-Forschungsinitiative durch die Bundesregierung zur Minimierung der vorhandenen Wissens- und Informationsdefizite notwendig.

3.8. Das Privileg für den Eigenstromverbrauch reduzieren

Gewerbliche und private konventionelle Eigenstromerzeugung sollen zukünftig einen angemessenen Anteil zur Finanzierung der Energiewende leisten. Neue Anlagen zur Eigenstromerzeugung, die keinen ambitionierten Mindestwirkungsgrad erfüllen, sind daher in die EEG-Umlage einzubeziehen. Für konventionelle gewerbliche und private Eigenstromerzeuger soll zukünftig das Privileg der Umlagebefreiung entfallen.

Solange die EEG- oder für die KWK-Anlagen nicht durch eine Reform des EEG wirtschaftlich betrieben werden können, bleiben hocheffiziente KWK und Strom aus erneuerbaren Energien sowohl im Bestand als auch bei Neuinvestitionen für den Eigenstromverbrauch weiter befreit.

3.9. Befreiung von Netzentgelten prüfen

Die Regelungen für die Befreiung von Netzentgelten sind ebenfalls zu überprüfen und anhand transparenter Kriterien neu auszurichten, da auch private Nutzer der EE und KWK in der Regel mit dem örtlichen Verteilnetz verbunden bleiben und dieses in Anspruch nehmen. Hier die Netznutzer an den Kosten der Systemintegration zu beteiligen, ist angemessen. Ermäßigte Beiträge zu diesen Umlagen sollen für Hybrid Systeme vorgesehen werden, die den Bedarf des Netzausbaus, insbesondere auf Verteilnetzebene reduzieren.

3.10. Systemdienstleistungen

Die konventionelle Must-Run Kraftwerke verstopft zunehmend die Netze. Erneuerbare Energien müssen deshalb, wo dies effizient möglich ist, künftig auch Systemdienstleistungen wie z.B. Blindleistung, Spannungs- und Frequenzhaltung, Schwarzstartfähigkeit, Bereitstellung von Regelenergie, Reserveleistung, Verstetigung der Erzeugung bzw. Reduzierung der Volatilität (ggf. technologiedifferenziert) erbringen. Die Anreize diese Flexibilitätsoption zu heben, sind zu verbessern. So können Biomasse-Anlagen mehrere Gigawatt flexible Kapazität bereitstellen, wenn sie mit den dafür notwendigen Gasspeichern und zusätzlichen BHKW ausgestattet werden und auch Speicher können wichtige Systemdienstleistungen übernehmen.

3.11. Kostenbeteiligung bei Entschädigungszahlungen

Um die wachsenden erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zielgerecht nutzen zu können, besteht ein steigender Transportbedarf für elektrische Energie. Der Ausbau der Netze, inklusive der Verteilnetze, ist vor diesem Hintergrund synchronisiert zu beschleunigen und mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zusammenzuführen. Grundsätzlich ist dabei am Ziel des bedarfsgerechten Netzausbaus festzuhalten. Allerdings hat ein Netzausbau für „jede“ eingespeiste Kilowattstunde zur Folge, dass die Netze die meiste Zeit deutlich überdimensioniert sind, weil der Fall, dass alle angeschlossene Anlagen in Volllast einspeisen, nur sehr selten eintritt. Zur Entlastung der Bürgerinnen und Bürger, der Landschaft und der Natur, aber auch zur Senkung der Investitionskosten beim Verteilnetzausbau, ist vor diesem Hintergrund eine gezielte Spitzenkappung von bis zu fünf Prozent der anlagenscharfen Jahreseinspeisekapazität sinnvoll. Damit könnte die Übertragungskapazität der Netze erheblich gesteigert werden.

Um für Anlagenbetreiber einen Anreiz zu setzen, ihre Planungen stärker am Netzzustand zu orientieren, sollten diese künftig ebenfalls bis zu fünf Prozent der anlagenscharfen Jahreseinspeisekapazität an den Kosten für Abregelung und Entschädigung beteiligt werden. Als Ausgleich soll der Vergütungszeitraum der Anlagenbetreiber entsprechend der als Folge der Abregelung durch den Netzbetreiber nicht erzeugten Strommenge verlängert werden. Dies ist schon allein deshalb notwendig, um die Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien im Vergleich mit fossil betriebenen Kraftwerken nicht schlechter zu stellen. Dort können Maßnahmen des Redispatch auf die Netznutzungsentgelte umgelegt und so dem Kraftwerksbetreiber vom Übertragungsnetzbetreiber erstattet werden. Im Strommarktdesign sollten zudem Maßnahmen ergriffen werden, um nicht abtransportierende Spitzenleistungen kostengünstig für Speicherprojekte wie etwa Power-to-Gas, Power-to-Heat oder andere Nutzungen, verfügbar zu machen.