



August 2015

Stellungnahme

zum Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)

„Ein Strommarkt für die Energiewende“

1. Einleitung

Die Bayerische Staatsregierung ist davon überzeugt, dass die Energiewende zu einem nachhaltigen Erfolg für Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft führen wird. Hierfür ist eine verlässliche Stromversorgung unverzichtbar.

Wir begrüßen daher, dass mit dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ der nächste Schritt zur Weiterentwicklung des Strommarkts für eine sichere Stromversorgung eingeleitet wird und die Vereinbarungen der Koalitionsspitzen vom 1. Juli 2015 konsequent umgesetzt werden sollen. In einem Energy-only-Markt 2.0 (EOM 2.0) ist das im Weißbuch vorgeschlagene Maßnahmenpaket notwendige Voraussetzung, um Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit auch künftig zu gewährleisten.

Hierfür müssen die skizzierten Maßnahmen konkretisiert und zeitnah realisiert werden.

2. Zusätzliche Absicherung des Strommarktes (Baustein 3)

Die Absicherung des EOM 2.0 durch zwei Regime, die Kapazitäts- und die Netzreserve einschließlich des 2-GW-Reserve-segments für Süddeutschland, ist wesentlicher Eckpfeiler des zukünftigen Strommarktes. Damit wird auch die Notwendigkeit anerkannt, zusätzliche gesicherter Erzeugungsleistung sowohl **zum Zweck der Aufrechterhaltung uneingeschränkter Versorgungssicherheit als auch zur Sicherstellung der Netzstabilität vorzuhalten.**

Die Kombination dieser Reserven, die in Summe ausreichend dimensioniert sein und Neuanlagen einschließen müssen, ist für eine dauerhafte Gewährleistung von Versorgungssicherheit unverzichtbar. **Das 2-GW-Reserve-segment für Süddeutschland muss für eine möglichst effektive und kostengünstige Beschaffung mit der Beschaffung der Kapazitäts- und Netzreserve sinnvoll verzahnt werden. Hierfür schlagen wir folgende Vorgehensweise vor: In einem ersten Schritt ist das 2-GW-Reserve-segment zeitlich vor dem übr-**

gen Netz- und Kapazitätsreservebedarf zu beschaffen. Dies gewährleistet eine effiziente Kontrahierung der Reserven, da die in Frage kommenden Kapazitäten aufgrund ihrer technischen Eignung und ihrer räumlichen Nähe zu den Lastzentren die vorgesehene Doppelfunktion, nämlich die der Kapazitätsreserve (Gewährleistung von Versorgungssicherheit) und Netzreserve (Netzstabilität) erfüllen können. **In einem zweiten Schritt ist zu prüfen, welcher Bedarf darüber hinaus noch für die Kapazitätsreserve besteht. In einem dritten Schritt ist dann der ggf. noch verbleibende weitere Bedarf für die Netzreserve zu decken.**

Während zur abschließenden Beurteilung der Kapazitätsreserve Ausgestaltungsfragen zu klären sind, begrüßen wir die Vorschläge zur Verlängerung und Weiterentwicklung der Netzreserve hinsichtlich der Verkürzung von Vertragslaufzeiten für Bestandskraftwerke und einer angemessenen Vergütung (Umsetzung des OLG Düsseldorf-Beschlusses vom 28.04.2015) ausdrücklich. Diese ermöglichen hochmodernen Gaskraftwerken den wirtschaftlichen Weiterbetrieb. Mit Blick auf Unsicherheiten bezüglich der Realisierung des Netzausbaus darf auch eine weitere Verlängerung der Reservekraftwerksverordnung über 2023 hinaus nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden.

a. Kapazitätsreserve

Die mit dem Weißbuch vorgelegten Grundlagen zur Einführung einer Kapazitätsreserve sind im Strommarktgesetz durch präzise Regelungen zu verankern. Neben einer angemessenen Dimensionierung, die Versorgungssicherheit garantiert, sollte ein für alle Beteiligten tragfähiges, möglichst einfaches und zugleich transparentes Beschaffungsverfahren gewählt werden.

Dazu sind die folgenden wesentlichen Aspekte zu regeln:

Zur Sicherung eines effizienten Wettbewerbs empfiehlt es sich, die Kapazitätsreserve mittels **transparenter Ausschreibung** zu beschaffen. **An der Ausschreibung sollten auch bereits in der Netzreserve befindliche Kraftwerke teilnehmen können. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist dabei eine bedarfsgerechte regionale Verteilung der in der Reserve kontrahierten Kraftwerke anzustreben. Sie sind vor allem in vom Kernenergieausstieg besonders betroffenen Regionen mit absehbar großer Differenz zwischen Jahreshöchstlast und verfügbarer gesicherter Leistung zu schaffen und sollen zugleich zur Netzstabilisierung einsetzbar sein.** Nur so kann sichergestellt werden, dass unvorhergesehene Kraftwerksausfälle in Zeiten hoher Last auch regional behoben werden und Transportrisiken minimiert werden können. Außerdem erachten wir eine angemessenen **lange Kontrahierungszeit** (mind. 15 Jahre) für neue Kraftwerke als notwendig, um für Investoren ausreichend Planungssicherheit zu schaffen und zugleich die jährlichen Kosten für Verbraucher gering zu halten. Darüber hinaus müssen **Präqualifikationsbedin-**

gungen die **technische Eignung** der sich bewerbenden Erzeugungskapazitäten sicherstellen (u.a. hohe Lastgradienten, Schwarzstartfähigkeit, Umweltfreundlichkeit).

Das im Weißbuch skizzierte Verfahren zur Aktivierung der Kapazitätsreserve birgt aus unserer Sicht noch Effizienzreserven. Vorgesehen ist bisher eine eintägige Vorlaufzeit zur Anfahrt der benötigten Leistung – also noch vor Abschluss des Intraday-Handels am folgenden Tag, der unter Umständen noch eine Markträumung herbeiführen könnte. Dies wird unseres Erachtens einem effizienten, d.h. schnellen und flexiblen, Einsatz nicht ausreichend gerecht. Die Kapazitätsreserve sollte mittelfristig in der Lage sein, auch auf sehr kurzfristig eintretende Knappheitssituationen zu reagieren. Dies wäre durch den Einsatz schnell und flexibel startfähiger Kraftwerke in der Kapazitätsreserve möglich. Zudem ließe sich so ein **kostensenkender und umweltschonender Effekt** erzielen, da Kraftwerke erst dann angefahren werden, wenn mit hoher Wahrscheinlichkeit feststeht, dass tatsächlich eine Knappheitssituation eintritt. **Wir regen daher an, ab 2021 eine effizientere (kurzfristige) Aktivierung der Kapazitätsreserve vorzusehen.**

Bezüglich der Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Kapazitätsreserve bedarf es einer konkreten Festlegung, nach welchem Zeitraum die dort genannte „anschließende Stilllegung“ erfolgen soll. **Aus unserer Sicht sollte dieser Zeitraum mit Blick auf die Klimaziele möglichst kurz bemessen sein** (vgl. auch S. 7 der Vereinbarung der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 01.07.2015).

Wir gehen davon aus, dass die durch die Kontrahierung und den Einsatz der Kapazitätsreserve entstehenden Kosten bundesweit einheitlich umgelegt werden. Nur eine bundesweite Wälzung - wie bei der EEG-Umlage - wird dem übergeordneten Charakter der Kapazitätsreserve als Energiewende-Baustein für Versorgungssicherheit auch unter hohem Anteil erneuerbarer Energien gerecht.

Die grundsätzliche Abrechnung des Einsatzes der Kapazitätsreserve über das Regel- und Ausgleichsenergiesystem halten wir für sachgerecht. Allerdings muss verhindert werden, dass hohe Ausgleichsenergiepreise für kleinere Energieversorger (u.a. Stadt- und Gemeindewerke) existenzgefährdend werden. Diese weisen aufgrund eines üblicherweise hohen Anteils an Standardlastprofilkunden besondere Nachteile bei der Erstellung ihrer Prognosen und einer aktiven Bewirtschaftung des Bilanzkreises auf.

b. 2 GW-Reservelösung für Süddeutschland

Die im Weißbuch angestrebte Verzahnung der Beschaffung von Kapazitäts- und Netzreserve ist aus unserer Sicht sinnvoll. Insbesondere das zu schaffende süddeutsche Reservesegment von bis zu 2 GW kann aufgrund seiner Nähe zu den Lastschwerpunkten diese kostendämpfende Doppelfunktion übernehmen. Es ist also ausdrücklich nicht

nur der Netzreserve zuzuordnen. Das 2-GW-Segment soll folglich so ausgestaltet werden, dass es **nicht nur für Redispatch-Maßnahmen unter der Reservekraftwerksverordnung, sondern auch zum Ausgleich von Leistungsdefiziten im Rahmen der Kapazitätsreserve eingesetzt werden kann. Es ist zur möglichst effektiven und kostendämpfenden Umsetzung der Reservelösung zeitlich vor dem übrigen Netz- und Kapazitätsreservebedarf zu beschaffen.**

Die **vollständige Realisierung** des süddeutschen Segments **mit 2 GW** ist Voraussetzung, um auch künftig in Deutschland eine Versorgungssicherheit heutigen Niveaus zu gewährleisten. Bei der Ermittlung des konkreten Bedarfs – im Zuge der Systemanalyse für die Winterhalbjahre 2021/2022 und 2022/2023 der Übertragungsnetzbetreiber – müssen neben den Maßstäben zur Gewährleistung der Systemsicherheit gemäß § 2 Abs. 2 ResKV auch jene zur Vermeidung eines Versorgungsrisikos im Sinne vorsorglichen Handelns zugrunde gelegt werden.

Analog zur Kapazitätsreserve sollte das süddeutsche Segment im Rahmen einer **wettbewerblichen Ausschreibung** beschafft und den Kraftwerksbetreibern **ausreichend lange Vertragslaufzeiten** (mind. 15 Jahre) zugestanden werden. Technische Ausschreibungsspezifikationen müssen **hochflexible und schwarzstartfähige Kraftwerke als Voraussetzung** zur Teilnahme definieren. Damit neue Kraftwerksanlagen, wie vorgesehen, rechtzeitig bis 2021 in Betrieb gehen können, muss die entsprechende **Ausschreibung spätestens Ende 2016** erfolgen.

3. Stärkere Marktmechanismen (Baustein 1)

Bewährte Mechanismen des Marktes müssen mit einem EOM 2.0 an die veränderten Rahmenbedingungen angepasst und Fehlentwicklungen beseitigt werden. Eine Stärkung der Marktmechanismen muss darüber hinaus auch eine sich stärker am Markt orientierende Ausgestaltung der EEG-Förderung umfassen. Diese Verknüpfung wird im Weißbuch vernachlässigt. Sie ist jedoch zentraler Bestandteil eines ganzheitlichen Ansatzes.

Maßnahme 1: Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren

Die gesetzliche Verankerung der freien Preisbildung im neuen Strommarktgesetz ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Es bleibt jedoch abzuwarten, **ob eine freie Preisbildung in einem in weiten Teilen regulierten Strommarkt grundsätzlich möglich ist.**

Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen

Wir begrüßen, dass der Strommarkt durch die Berichte des Bundeskartellamtes zu den Marktverhältnissen und durch den geplanten Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht transparenter ausgestaltet werden soll.

Allerdings bedarf es im Hinblick auf die Aussage auf Seite 61 des Weißbuchs, dass nicht marktbeherrschende Unternehmen bei ihren Preisforderungen auch in Knappheitssituationen keinen Einschränkungen durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot unterliegen, einer Klarstellung: Dies darf umgekehrt nicht dazu führen, dass für bisher als marktbeherrschend eingestufte Unternehmen in Knappheitssituation die Kriterien der Missbrauchsaufsicht verschärft werden. Ansonsten könnten sich die zur Herstellung von Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen erforderlichen Preisspitzen nicht bilden. Wir schlagen daher vor, dass eine entsprechende Klarstellung in den vorgesehenen Leitfaden des Bundeskartellamts Eingang findet.

Maßnahmen 3 und 4: Bilanzkreistreue stärken

Wir begrüßen, dass das Regel- und Ausgleichsenergiesystem so weiterentwickelt werden soll, dass Verstöße gegen die Pflicht zur Bilanzkreistreue für die entsprechenden Bilanzkreisverantwortlichen künftig spürbarere Auswirkungen zur Folge haben. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass Bilanzkreisverantwortliche nur dann finanziell belastet werden, wenn sie für bilanzielle Defizite in ihrem Bilanzkreis auch tatsächlich verantwortlich sind.

Folgende Punkte sollten geprüft bzw. konkretisiert werden:

- » Die Vorhaltekosten von Regelleistung zumindest in Teilen über das Ausgleichsenergiesystem anstatt über die Netzentgelte abzurechnen, halten wir für verursachungsgerecht und richtig.
- » **Zur weiteren Stärkung der Bilanzkreistreue und den dadurch möglichen effizienteren Einsatz der Regelenergie ist sicherzustellen, dass die Kosten für Ausgleichsenergie stets höher sind als jene am Spotmarkt.**
- » Es dürfen durch die Verschärfung der Regeln zur Bilanzkreisführung keine Nachteile für Bilanzkreise mit einem hohen Anteil Standardlastprofilkunden entstehen. Wie oben erwähnt (S.3), ist die Einhaltung der Bilanzkreistreue in diesen Fällen aufgrund der Vorgabe standardisierter Profile, die das tatsächliche Abnahmeverhalten nicht hinreichend genau abbilden können, erheblich schwerer.

Bei der Rückabwicklung fehlerhafter, zweiter Bilanzkreisabrechnungen (meist ausgelöst durch fehlerhafte Datenmeldungen des Verteilnetzbetreibers) ist die derzeit bestehende Rechtsunsicherheit durch Anpassung der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) zu beseitigen. Dieses Problem wird künftig größere

Bedeutung haben, wenn die Meldung fehlerhafter Daten durch den Verteilnetzbetreiber dazu führt, dass ein Bilanzkreisverantwortlicher für den Einsatz der Kapazitätsreserve, der im Vergleich zum Einsatz von Regelenergie deutlich höhere Kosten verursacht, finanziell einstehen soll, obwohl er die (rein bilanzielle) Fehlerhaftigkeit seines Bilanzkreises nicht zu vertreten hat.

4. Flexible und effiziente Stromversorgung (Baustein 2)

Mit steigender Volatilität der Energieversorgung wachsen die Anforderungen an die im Markt verfügbaren Flexibilitäten. Flexibilität kann auf vielfältige Art und Weise erhöht werden. Neben den im Weißbuch dargestellten Maßnahmen weisen wir darauf hin, dass konkrete Maßnahmen zur verstärkten Förderung von **Speicherlösungen unverzichtbar** sind.

Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Wir begrüßen die Einbettung des EOM 2.0 in den europäischen Strombinnenmarkt, welche unter den nachfolgenden Voraussetzungen zu einer größeren Versorgungssicherheit für Deutschland führen kann:

- » Artikel 194 Abs. 2 Satz 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union wird nicht angetastet, d.h. auch künftig bestimmen die Mitgliedsstaaten über ihren Strom-Mix und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung.
- » Gleichzeitig muss die Bundesregierung sicherstellen, dass unsere Nachbarstaaten durch ihre nationalen Kapazitätsmärkte nicht die freie Preisbildung auf dem deutschen Strommarkt verzerren.
- » Damit die Integration in den europäischen Strombinnenmarkt tatsächlich positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Mitgliedsstaaten entfalten kann, ist sicherzustellen, dass die Mitgliedsstaaten dem von der EU-Kommission in der Mitteilung „COM(2015) 82“ vom 25.2.2015 aufgestellten Stromverbundziel von 10 % bis 2020 und den darüber hinausgehenden Planungen von 15 % bis 2030 tatsächlich nachkommen. Ohne ausreichende Interkonnektoren-Kapazitäten werden Anstrengungen für den europäischen Strombinnenmarkt konterkariert. Auch die Annahme im Weißbuch, dass die zur Deckung der Nachfrage in Europa benötigte Kapazität sinken wird, da der jeweils höchste Kapazitätsbedarf über die Regionen hinweg zeitlich versetzt anfällt, wäre ohne ausreichenden Ausbau der Interkonnektoren nicht haltbar.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass die Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01) ein Hemmnis für einen wirklich umweltfreundli-

chen und emissionsarmen Umbau der Energiesysteme der Mitgliedsstaaten darstellen. Sie lassen eine Bevorzugung kohlenstoffarmer Stromerzeugung nur äußerst eingeschränkt zu. Die Bundesregierung wird aufgefordert, eine entsprechende Änderung der Leitlinien einzufordern.

Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Die Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter ist unseres Erachtens ein wichtiger Schritt zur Integration erneuerbarer Energien. Wir begrüßen daher die Vorschläge, Produktlaufzeiten und Vorlaufzeiträume zu verkürzen. Dabei ist **wichtig, dass sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Anbieter von Regelleistung zum Zuge kommen können.**

Als Richtlinie sollte das anstehende Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur in jedem Fall berücksichtigen, dass nur Maßnahmen ergriffen werden, die tatsächlich erforderlich sind. Ein zu komplexes System gilt es zu vermeiden. **Die Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber im angestrebten Verfahren sollte ein wichtiger Beitrag sein, effektive Änderungen festzulegen.**

Bezüglich der **Änderung des Preisverfahrens** (bisher Gebotspreisverfahren) gemäß § 8 Abs. 1 Satz 2 StromNZV sollten mit dem Weißbuch **keine Vorfestlegungen** getroffen werden, sondern die im Rahmen des Festlegungsverfahrens durchgeführte Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden, um eine Entscheidung zu treffen.

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Eines der Hauptprobleme des deutschen Strommarkts ist der hohe Anteil staatlich veranlasster Preisbestandteile. Daher begrüßen wir, dass ein Zielmodell entwickelt werden soll, welches die Wirkung des Großhandelspreises wieder stärker in den Vordergrund rücken soll. **Wirkungsvollster Ansatz hierfür wäre aus unserer Sicht, die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern stärker in einen wirklichen Wettbewerb mit Erzeugung aus konventionellen Energieträgern treten zu lassen. Darüber hinaus muss die flexible Einspeisung mit netzstabilisierender Wirkung stärker honoriert werden.**

Ein weiterer Ansatz kann es sein, auch die **Netzentgelte** in ihrer Struktur und Höhe so anzupassen, dass die Verbraucher ihr Verhalten an einem möglichst unverzerrten Stromgroßhandelspreis ausrichten können.

Allerdings überzeugen die zur Realisierung dieses Ziels diskutierten Lösungsansätze, wie beispielsweise die Einführung von zeitlich variablen oder dynamischen Netzentgelten, bislang nicht. Sie wären mit erheblichen Umverteilungswirkungen zwischen den einzelnen Verbrauchsgruppen verbunden. Darüber hinaus könnten dadurch netzent-

lastende sogenannte Durchmischungseffekte verloren gehen und sogar Netzengpässe hervorgerufen werden. Die Einführung derartiger Netzentgelte ist daher abzulehnen. Auch eine Ausrichtung der Netzentgelte an der Netzanschlussleistung erscheint nicht überzeugend, da sie mit Umverteilungseffekten einhergehen würde, die nicht nur unter dem Gesichtspunkt des Grundsatzes der Kostenverursachungsgerechtigkeit, sondern auch sozial- und wirtschaftspolitisch problematisch sind.

Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität

Im Weißbuch ist eine Überarbeitung der Stromnetzentgeltverordnung hin zu einer Öffnung der so genannten besonderen Netzentgelte vorgesehen, um ein marktdienliches und lastflexibles Verhalten von Großverbrauchern nicht zu behindern.

Wir begrüßen uneingeschränkt, dass auf diesem Weg Großverbrauchern künftig die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ermöglicht werden soll.

Im derzeitigen Netzentgeltsystem könnte ein flexibles – an das Stromangebot bzw. die Stromerzeugung angepasstes und damit netzentlastendes – Lastverhalten von Großverbrauchern zu einem höheren Netzentgelt führen. Grund hierfür ist, dass das in den Netzentgelten enthaltene Jahresleistungsentgelt aufgrund einer höheren individuellen Jahreshöchstlast ansteigen könnte oder die Voraussetzungen für die Gewährung von Rabatten im Rahmen individueller bzw. besonderer Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV für eine atypische Netznutzung oder für energieintensive Unternehmen nicht mehr erfüllt werden könnten. Dadurch können mögliche Kostenvorteile durch eine flexible Stromnachfrage teilweise überkompensiert werden.

Zur Realisierung einer möglichst kostenverursachungsgerechten Regelung und angesichts möglicher Mehrbelastungen für die übrigen Verbraucher sowie beihilferechtlicher Gesichtspunkte bedarf die konkrete Ausgestaltung daher noch einer eingehenden Diskussion.

Maßnahme 9: Netzentgeltsystematik weiterentwickeln

Die Einführung eines **einheitlichen Entgelts für die Nutzung der Übertragungsnetze** und die damit verbundene bundesweite Wälzung der Kosten der Übertragungsnetzebene ist aus unserer Sicht sinnvoll. Dies würde zu einer **gerechteren Verteilung der durch die Energiewende in den Übertragungsnetzen bedingten Kosten und zu einer Angleichung der regionalen Netzentgelte beitragen.**

Einer darüber hinausgehenden bundesweiten Vereinheitlichung der Netzentgelte im Bereich der Verteilernetze stehen wir dagegen ablehnend gegenüber. Aus unserer Sicht würde dies zu einer nicht gerechtfertigten Begünstigung einzelner Bundesländer führen. Denn die bundesweit unterschiedlichen Netzentgelte sind auch von Faktoren – wie

bspw. der Altersstruktur der Netzanlagen, der Bevölkerungsentwicklung, der Struktur des Versorgungsgebietes (Versorgungsdichte), der Effizienz des Netzbetreibers oder auch der anzuschließenden dezentralen Erzeugungsanlagen – abhängig.

Wir begrüßen den im Weißbuch dargelegten Ansatz, das System der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Erzeugungsanlagen abzuschaffen. Hierbei wäre es aus unserer Sicht **in einem ersten Schritt** sinnvoll, die **vermiedenen Netzentgelte** – wie im Rahmen der Wirtschaftsministerkonferenz am 17./18.06.2015 beschlossen – **nur für volatile Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu streichen**. Damit würden zunächst die Anlagen, welche für die Netzbelastung hauptsächlich verantwortlich sind, ihre Privilegien verlieren. Dies würde auch zu einer Verringerung der regionalen Unterschiede bei den Netzentgelten beitragen. **In einem zweiten Schritt könnte die Abschaffung dann auf alle neuen dezentralen Erzeugungsanlagen ausgeweitet werden.**

Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher klären

Wir erachten die Aggregation flexibler Stromverbraucher grundsätzlich als einen erfolgversprechenden Weg, auf die Herausforderungen durch das „Mehr“ an Strom aus Erneuerbaren zu reagieren. Einspar- bzw. Verschiebepotenziale sollten gehoben werden. Derzeitige Marktbedingungen erschweren dies jedoch erheblich.

Wir unterstützen den Vorschlag, klare Regeln für das Zusammenspiel der vielfältigen Akteure zu erarbeiten, sehen aber die Notwendigkeit, technische und wirtschaftliche Potentiale zunächst zu bewerten. Grundlegende Fragen der Datensicherheit, die Auswirkungen auf Motivation und Offenheit potentiell flexibler Stromverbraucher haben, sollten mit den Betroffenen erörtert werden. Wir können hierzu die Ergebnisse des derzeit laufenden Pilotprojekts „Demand-Side-Management Bayern“ (in Kooperation mit der dena) ab Frühjahr 2016 in die Diskussion einbringen.

Maßnahme 11: Verbreitung von Elektromobilität unterstützen

Die Maßnahmen zur Verbreitung der Elektromobilität begrüßen wir. Die energiewirtschaftliche Einordnung (Ladepunkt als Endverbraucher sowie Netzanschlusspflicht) und der diskriminierungsfreie Zugang (einheitliche Authentifizierungs- und Abrechnungsverfahren) von/zu Ladeinfrastruktur müssen sorgfältig geregelt werden, damit der bedarfsgerechte Aufbau der Ladeinfrastruktur zügiger vorangeht.

Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen

Wir begrüßen grundsätzlich die Maßnahmen zur Vermarktung von Netzersatzanlagen, regen jedoch an, die **systematische Erfassung aller Netzersatzanlagen im Marktstammdatenregister (MaStR) auf**

größere Anlagen zu begrenzen. Die Bagatellgrenze sollte so angesetzt werden, dass Anlagen in privaten Haushalten und Anlagen in Kleinbetrieben nicht erfasst werden müssen.

Aufgrund der Notwendigkeit einer höchst zuverlässigen Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen im Fall einer Unterbrechung des öffentlichen Versorgungssystems wird **die regelmäßige Nutzung von Netzersatzanlagen am Strommarkt allerdings kritisch gesehen.** Die Entscheidung darüber sollte daher dem Betreiber der jeweiligen kritischen Infrastruktur überlassen werden.

Maßnahme 14: Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren

Wir begrüßen die Absicht der Bundesregierung, die Vorgabe der Spitzenkappung von bis zu 3 % der jährlich erzeugten Energiemenge je Anlage für die Netzentwicklungsplanung gesetzlich zu verankern. Erfolgt die operative Abregelung wie im Weißbuch vorgeschlagen jedoch weiterhin überwiegend bei voller Entschädigung der Anlagenbetreiber, so haben diese keinen Anreiz zur Berücksichtigung der Netzsituation bei der Standortwahl für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Wir fordern daher, die rechtlichen Voraussetzungen für die entschädigungsfreie Abregelung von neuen Anlagen bis zu dem Schwellenwert von 3 % der jährlich erzeugten Energiemenge je Anlage unter Verzicht auf Nachweispflichten für den Netzbetreiber zu schaffen.

Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in den Strommarkt integrieren

Zutreffend wird die zunehmende Bedeutung der KWK auch für den Strommarkt im Weißbuch betont. So trägt KWK durch gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme nicht nur erheblich zum Klimaschutz bei, sondern kann bei flexibler Fahrweise auch auf die zunehmende Einspeisung volatiler Energien reagieren.

Die befristete Förderung von Gas-KWK Bestandsanlagen der öffentlichen Versorgung ist richtig und notwendig, damit in ihrer Existenz bedrohte gasgefeuerte KWK-Anlagen vor allem kommunaler Betreiber wieder eine wirtschaftliche Perspektive haben. **Die Förderung sollte dazu aber mindestens 2ct/kWh betragen und sollte nicht auf Anlagen größer 10 MW beschränkt werden.**