

## VDE-Empfehlung



**Politische Handlungsfelder im  
Hinblick auf die Weiterentwicklung  
der Elektrizitätsversorgung in  
Deutschland und Europa**

## Autoren

Dipl.-Ing. (FH) Hendrik Acker, TU Kaiserslautern

Dipl.-Betw. (BA) Cornelia Glock, ABB AG

Dipl.-Ing. Rainer Joswig, EnBW Transportnetze AG

Dr.-Ing. Martin Kleimaier, vormals RWE

Ass. jur. Kirsten Koenigs LL.M., EnBW Transportnetze AG

Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel, ABB AG

Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow, TU Kaiserslautern

## Impressum

**VDE** VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main  
Fon 069 6308-0 · Fax 069 6312925  
<http://www.vde.com> · E-Mail: [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com)

Titelbild: Siemens

Gestaltung: Michael Kellermann · Graphik-Design · Schwielowsee-Caputh

Mai 2011

# **Politische Handlungsfelder im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Europa**

**Empfehlung der  
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)**

# Inhalt

	<b>Vorwort</b>	5
1	<b>Das Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung</b>	6
	1.1 Fokusthema elektrische Energieversorgung – erstmals Bemühen um eine konsistente Gesamtsicht	6
	1.2 Zeitreihenanalyse und zentrale Ergebnisse sowie resultierende Herausforderungen	7
	1.3 Konsequenzen des Energiekonzepts für die elektrische Energieversorgung	10
2	<b>Auswirkungen und Rahmenbedingungen für das zukünftige Systemdesign</b>	11
	2.1 Speichermöglichkeiten	11
	2.2 Horizontale Systemgrenzen	12
	2.3 Vertikale Systemgrenzen	13
	2.4 Systemintegration	14
	2.5 Herausforderungen	15
3	<b>Handlungsbedarf in Übertragungs- und Verteilnetzen</b>	16
	3.1 Vom „Smart Grid“ zum „Smart System“	16
	3.2 Internationale und nationale Netzentwicklung	17
	3.3 Systemsicherheit	19
	3.4 Herausforderungen an die Verteilnetze	20
	3.5 Beschleunigung der Genehmigungsverfahren	21
	3.6 Information und Akzeptanz aller Beteiligten	22
4	<b>Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen</b>	23
5	<b>Referenzen</b>	25
6	<b>Anhänge</b>	28
	6.1 Anhang 1 – Übersicht der VDE-Studien	28
	6.2 Anhang 2 – Ziele, Handlungsfelder und Sofortmaßnahmen aus dem Energiekonzept der Bundesregierung	29
	6.3 Anhang 3 – Zeitreihenanalyse der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung	30
	6.4 Anhang 4 – Abschätzung der installierten Leistungen für das Energiekonzept der Bundesregierung	33

# Vorwort

Die deutsche Bundesregierung hat mit ihrem im Herbst 2010 vorgelegten Energiekonzept die ambitionierten politischen Ziele für das Jahr 2020 und die anschließende Zeit bis 2050 bestätigt und einen breiten Maßnahmenkatalog vorgelegt, der das Erreichen der Ziele sicherstellen soll. Auch auf europäischer Ebene wird der akute Handlungsbedarf zunehmend diskutiert und quantifiziert. Es ist offensichtlich, dass die (elektrische) Energieversorgung keine ausschließlich nationale Frage mehr ist, sondern eines abgestimmten europäischen Prozesses bedarf. Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) hat den Wandel in der elektrischen Energieversorgung in den zurückliegenden Jahren mit zahlreichen Studien begleitet und mehrfach auf notwendige Entwicklungen hingewiesen (Anhang 1). Das vorliegende Papier spiegelt nicht nur den aktuellen Stand der energiepolitischen Maßnahmen und Zielsetzungen an den Ergebnissen dieser Studien, sondern zeigt insbesondere den verbleibenden Handlungsbedarf auf.

# 1 Das Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

## 1.1 Fokusthema elektrische Energieversorgung – erstmals Bemühen um eine konsistente Gesamtsicht

Die deutsche Bundesregierung hat in ihrem am 28. September 2010 verabschiedeten Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [1] ihre energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2050 genannt, neun Handlungsfelder mit insgesamt 60 Einzelmaßnahmen identifiziert und ein 10-Punkte-Sofortprogramm angekündigt (Anhang 2). Entsprechend den Tätigkeitsfeldern der ETG legen die folgenden Ausführungen ihren Fokus auf die Handlungsfelder, die das erforderliche Design des Systems der elektrischen Energieversorgung und -anwendung (Kapitel 2) sowie den Handlungsbedarf in den Übertragungs- und Verteilnetzen (Kapitel 3) betreffen.

Ungeachtet möglicher erforderlicher Anpassungen durch die aktuelle Diskussion bzgl. des Moratoriums ist das Energiekonzept, wie in praktisch allen Kommentaren seit seiner Vorstellung anerkannt wurde, der erste Ansatz einer ganzheitlichen, systemweiten Behandlung des Themas in der Energiepolitik. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die politischen Initiativen der zurückliegenden 20 Jahre, allen voran das Erneuerbare-Energien-Gesetz, inzwischen Auswirkungen haben, die sich nicht mehr auf den Sektor ihrer direkten Wirkung beschränken lassen. Wenn die erneuerbaren Energien (EE), wie als erstes Handlungsfeld genannt, tatsächlich eine tragende Säule der künftigen Energieversorgung werden sollen, muss das gesamte System der Energieversorgung und -nutzung weiterentwickelt werden. Die ETG hat darauf frühzeitig hingewiesen: Bereits 2005 wurde, noch unter dem Eindruck der Großstörungen des Jahres 2003, der notwendige Ausbau der europäischen Übertragungsnetze gefordert und auf die Notwendigkeit der gesellschaftlichen Akzeptanz hingewiesen [2]. Bereits 2007 wurde dringend ein konsistentes, langfristig angelegtes, energiepolitisches Gesamtkonzept eingefordert [3]. Die meisten der in den Studien der ETG angesprochenen Themen und Positionen sind heute in der energiepolitischen Diskussion weitgehend anerkannt und haben ihren Eingang in das Energiekonzept gefunden.

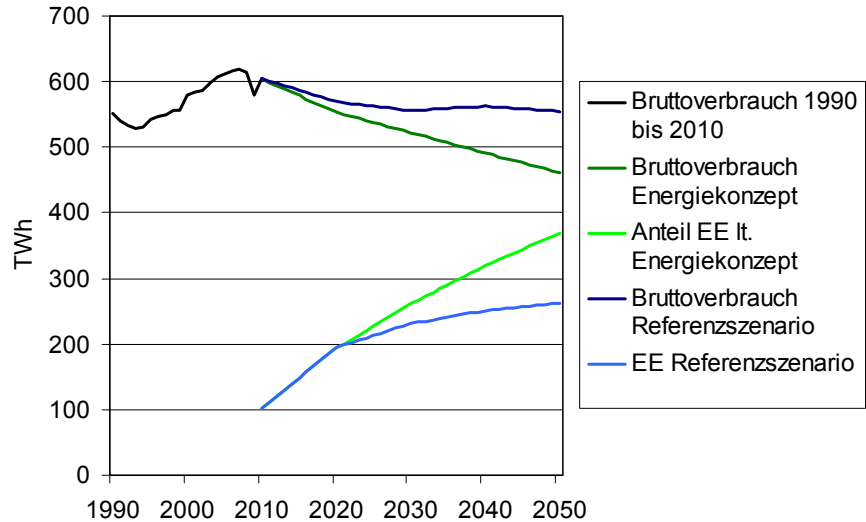
## 1.2 Zeitreihenanalyse und zentrale Ergebnisse sowie resultierende Herausforderungen

Das Energiekonzept enthält eine Vielzahl von Aussagen zur Entwicklung des Energiebedarfs und seiner Deckung. Diese Aussagen sind von mehreren Quellen abgeleitet, die Entwicklung ist überwiegend relativ zu einem Bezugszeitpunkt angegeben und die Bezugszeitpunkte verschiedener Aussagen sind teilweise unterschiedlich. Die ETG hat deshalb zunächst versucht, die Aussagen des Energiekonzeptes aufeinander abzustimmen und so in direkte Relation zueinander zu setzen. Außerdem wurden grundsätzlich absolute Werte berechnet, da sie für das Verständnis der vor uns liegenden Veränderungen besser geeignet sind. Die Einzelergebnisse dieser Analyse und Aufbereitung des Energiekonzeptes im Detail sind Anhang 3 zu entnehmen. Die wesentlichen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

**Die angenommene Senkung des elektrischen Energiebedarfs ist sehr ambitioniert.**

Die Ziele der Bundesregierung für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Bruttoendenergiebedarfs im Jahr 2050 liegen mit 60%, entsprechend 1.176 TWh, deutlich über denen des Referenzszenarios von Prognos/EWI/GWS [4], in dem von 34,9%, entsprechend 684 TWh, ausgegangen wird. Für die elektrische Energieversorgung geht die Bundesregierung von einem Deckungsgrad mit erneuerbaren Energien von 80%, bei einem gleichzeitigen Bedarfsrückgang um 25% gegenüber 2008, also einer Produktion elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen in Höhe von 369 TWh aus, während im Referenzszenario nur 263 TWh vorgesehen werden. Demnach muss für die Zielerreichung im Energiekonzept eine deutlich größere Energiemenge aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden als im Referenzszenario. Bild 1 verdeutlicht diese Zusammenhänge, die blauen Kurven zeigen die Entwicklung von Verbrauch und Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Referenzszenario, die grünen im Energiekonzept. Im Vergleich zum Referenzszenario geht die Bundesregierung von einem deutlich geringeren elektrischen Energiebedarf aus. Für die Bedarfsreduktion wurden hier 25% bis 2050 (10% bis 2020) im Vergleich zum Jahr 2008 angenommen (Referenzszenario: 8% bis 2050). Die ETG hat bereits in ihrer Studie zu Effizienz- und Einsparpotentialen elektrischer Energie [5] aufgezeigt, dass selbst bei deutlicher Forcierung der Anstrengungen zur Effizienzsteigerung aufgrund von Substitutionseffekten (z.B. Wärmepumpen und E-Mobility) und anderen gesellschaftlichen Entwicklungen bestenfalls mit einer Begrenzung des Anstiegs des elektrischen Energiebedarfs gerechnet werden kann. Bild 1 enthält deshalb auch den Rückblick auf die Verbrauchsentwicklung seit 1990. Mit Ausnahme des durch die Wiedervereinigung hervorgerufe-

Bild 1: Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs Deutschlands seit dem Jahr 1990 sowie Prognosen bis 2050 (in TWh)



nen Sondereffekts in der ersten Hälfte der 90er Jahre und die Jahre 2009 und 2010, die durch die größte weltweite Wirtschaftskrise aller Zeiten geprägt waren, ist der elektrische Energiebedarf zu keiner Zeit zurückgegangen – und dies, obwohl zu allen Zeiten Bemühungen um Effizienzsteigerung stattgefunden haben. Von daher ist der im Energiekonzept für die kommenden 20 Jahre erwartete starke Verbrauchsrückgang mit großen Fragezeichen zu versehen.

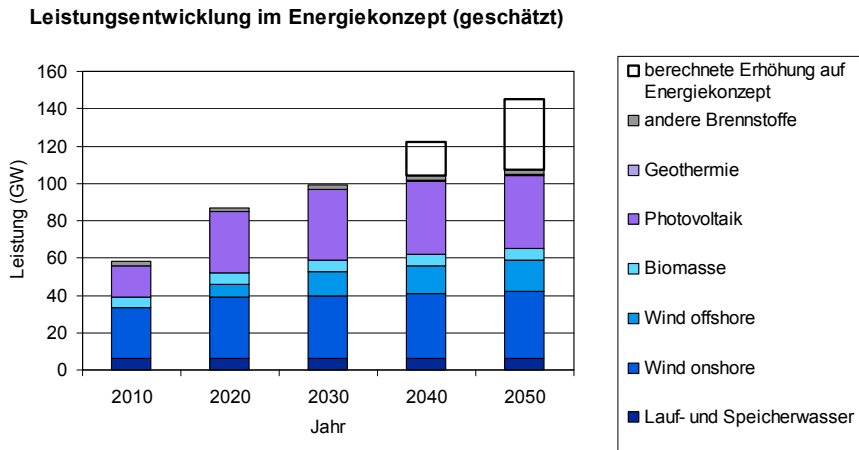
Im weiteren wird in diesem Papier trotz dieser Einschätzung das Szenario der Bundesregierung unverändert zugrunde gelegt. Tritt der postulierte Bedarfsrückgang nicht ein, hätte dies bei ansonsten unveränderten Zielen zur Folge, dass noch mehr Erzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien installiert werden müsste.

### **Die erforderliche installierte Leistung überschreitet die Spitzenlast bei weitem.**

Die Aussagen zur erwarteten installierten Leistung erneuerbarer Energien wurden aus dem Referenzszenario abgeleitet. Bild 2 zeigt das Ergebnis für die verschiedenen Primärenergieträger. Das Referenzszenario führt demnach im Jahr 2050 zu einer installierten Leistung erneuerbarer Energiequellen von 107 GW. Eine überschlägige Rechnung für die Erbringung des im vorangegangenen Abschnitt erläuterten zusätzlichen Beitrags erneuerbarer Energien im Energiekonzept ergibt eine erforderliche installierte Leistung (aus Wind on- und offshore sowie Photovoltaik-Anlagen) von 145 GW. Sie liegt damit erheblich über der im Energiekonzept erwarteten Jahreshöchstlast in Deutschland, die dann nur noch etwa 60 GW (derzeit etwas über 80 GW) betragen würde. Selbst unter Berücksichtigung, dass die tatsächlich auftretende Erzeugungsleistung aufgrund fehlenden Dargebots erfahrungsgemäß mindestens um ca. 20% niedriger ist, würde der Bedarf über große Zeitbereiche überschritten werden. Auch der Aspekt, dass die Leistung



Bild 2: Entwicklung der Leistung erneuerbaren Energiequellen (farbige Flächen entsprechen Referenzszenario)



nicht ausschließlich innerhalb der Landesgrenzen installiert sein muss, sondern ein nennenswerter Anteil der erneuerbaren Energie importiert werden könnte, schwächt das Problem allenfalls ab, löst es jedoch nicht.

**Die wichtigste Dekade für den Systemumbau hat bereits begonnen.**

Das wahrscheinlich wichtigste Ergebnis der Zeitreihenanalyse ist die Bedeutung des laufenden Jahrzehnts bis 2020. Während die größte Reduktion des elektrischen Energiebedarfs bis 2030 erfolgen soll (Bild 1), wird auf Grundlage des Referenzszenarios der größte Teil des Leistungszubaus erneuerbarer Energiequellen kurzfristig bis 2020 erwartet (Bild 2). Demnach beträgt der erforderliche Zubau im Bereich erneuerbarer Energien in diesem Zeitraum rund 50% der im Jahr 2010 installierten Leistung! Hinzu kommt, dass bereits am Ende des laufenden Jahrzehnts die installierte Leistung der erneuerbaren Energien die Spitzenlast übersteigt. Das bedeutet, dass das System bereits zu diesem Zeitpunkt in der Lage sein muss, mit vollständiger Lastdeckung durch die erneuerbaren Energien umzugehen.

Die im Referenzszenario vorgesehenen Steigerungen der folgenden Jahrzehnte können im Vergleich dazu als moderat eingeordnet werden. Entsprechend den Berechnungen der ETG zeigt Bild 2 jedoch, dass die Realisierung des Energiekonzepts in der Zeit zwischen 2030 und 2050 einen weiteren, starken Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert. Die systemtechnische Herausforderung, eine vollständige Lastdeckung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen, muss dessen ungeachtet in jedem Fall bis 2020 gelöst werden. Die Herausforderung des Umgangs mit extrem hohen Erzeugungsspitzen würde dann aber nochmals deutlich verschärft. Das Energiekonzept impliziert somit zwei unterschiedliche Phasen des Systemumbaus. Die Beherrschung beider ist unerlässliche Voraussetzung für die Realisierung der Ziele bis 2050.

## 1.3 Konsequenzen des Energiekonzepts für die elektrische Energieversorgung

Die quantitative Analyse der im Energiekonzept für die elektrische Energieversorgung dargelegten Maßnahmen führt im wesentlichen auf zwei Herausforderungen:

- Es müssen sehr hohe installierte Leistungen der erneuerbaren Energien integriert werden. Dies bestimmt die systemtechnische Dimension der Herausforderung.
- Die wesentlichen, das System der elektrischen Energieversorgung grundlegend verändernden Entwicklungen finden bereits im derzeitigen Jahrzehnt statt. Dies führt zu einer großen Dringlichkeit der anstehenden Aufgaben.

Obwohl das Energiekonzept der Bundesregierung die von der ETG identifizierten Handlungsfelder weitgehend abdeckt, besteht angesichts der Größe der noch bevorstehenden Änderungen und der Kürze des Zeitraums, in dem dies geschehen soll, weiterhin dringender Handlungsbedarf. Jedoch werden die bereits seit längerem identifizierten Maßnahmen bisher deutlich zu langsam umgesetzt. Die hohen installierten Leistungen der erneuerbaren Energien, die sowohl lastfern in Großanlagen als auch dezentral einspeisen werden, haben zwei Konsequenzen:

- Der jederzeit erforderliche Ausgleich von Last und Erzeugung (Wirkleistungs-Bilanzierung) würde bei heutiger Herangehensweise einerseits dazu führen, dass erneuerbares Energieangebot regelmäßig in großem Umfang ungenutzt bliebe, da keine Last und unzureichend große Speicherkapazitäten verfügbar wären. Andererseits ist für Zeiten, zu denen die fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien nicht zur Verfügung stehen, für entsprechende Reserveleistungen zu sorgen. Ein Speicherausbau ist in dem erforderlichen Umfang heute noch nicht einmal ansatzweise erkennbar. Außerdem würde die Stabilität des Gesamtsystems einschließlich der Sicherstellung der Spannungsqualität und der Funktion des Kurzschlusschutzes in einem System mit so hohen Erzeugungsleistungen deutlich schwieriger zu erreichen sein als bisher. Deshalb muss die bisherige Systemauslegung, insbesondere die Betriebsführung, grundlegend in Frage gestellt werden. Diesem Thema widmet sich Kapitel 2.
- Seit längerem bekannt und inzwischen weitgehend unstrittig ist, dass die Netze, und zwar sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze, ausgebaut werden müssen, um die hohen Leistungen überhaupt aufnehmen zu können. Wenn auch zwischenzeitlich wichtige Schritte auf diesem Gebiet unternommen wurden, reicht die derzeitige Realisierungsgeschwindigkeit bei weitem nicht aus, um mit dem Umbau auf der Erzeugungsseite Schritt zu halten. Darauf wird in Kapitel 3 eingegangen.

## 2 Auswirkungen und Rahmenbedingungen für das zukünftige Systemdesign

### 2.1 Speichermöglichkeiten

Wegen der fehlenden Möglichkeit zur direkten Speicherung größerer Energiemengen in Form von elektrischer Energie ist der energetischen Bilanzierung des elektrischen Energiesystems schon immer ein herausragende Bedeutung zugekommen. ENTSO-E bzw. die Vorgängerorganisationen haben entsprechende Regelhierarchien und die zugehörigen Betriebsregeln definiert und im "Operations Handbook" veröffentlicht [9]. Diese sind für alle systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber im synchronen Netzverbund verbindlich und haben bisher einen Betrieb mit sehr hoher Zuverlässigkeit gewährleistet.

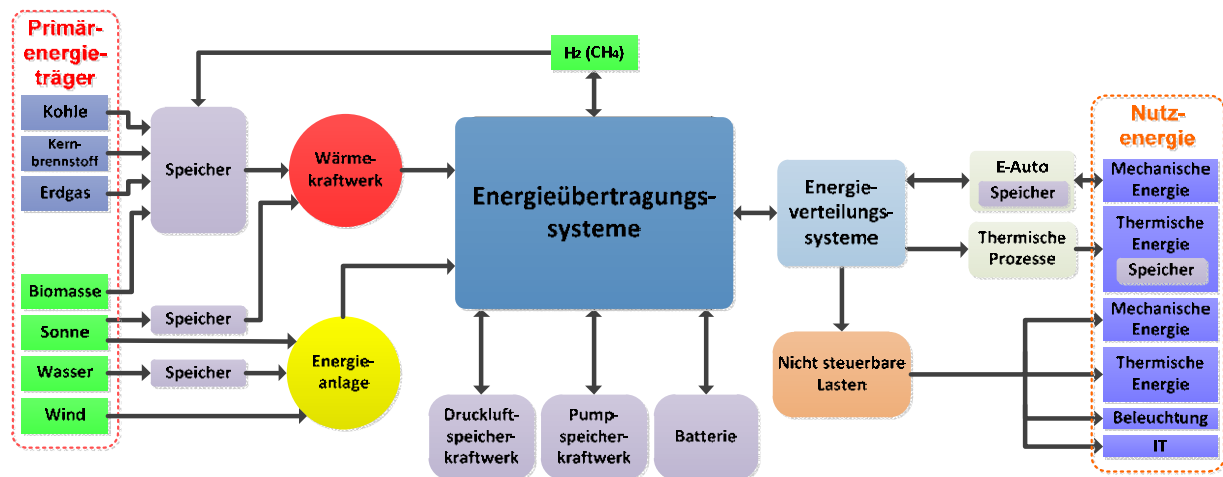


Bild 3: Energiespeicher im elektrischen Energieversorgungssystem

Es ist wichtig zu verstehen, dass auch in der Vergangenheit selbstverständlich Energiespeicher im System vorhanden waren. Bild 3 dient der Verdeutlichung. Prinzipiell bestehen drei Möglichkeiten Energiespeicher zu platzieren:

- In Form von Speichern für Primärenergieträger „vor dem Kraftwerk“, also Kohlehalden, Gaskavernen etc. Dies erfordert einen flexiblen Kraftwerkspark, der in der Lage ist, die Speicherinhalte bedarfsgerecht als elektrische Leistung zur Verfügung zu stellen.
- „Im System“ in Form von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeicher-Kraftwerken oder in Zukunft eventuell Batterien oder Speichern für chemische Energieträger wie Wasserstoff. Bei letzteren ist eine Rückführung des Energieträgers in den Bereich der Speicher „vor dem Kraftwerk“ möglich.

- Bei den Verbrauchern in Form von Speichern „in den Applikationen“. Dies können z.B. thermische Speicher zur Gebäudeklimatisierung sein (also Speicher für die Nutzenergie) oder ggf. Batterien elektrischer Fahrzeuge.

Mit Ausnahme von Wasserkraftwerken und Biomassekraftwerken verfügen die regenerativen Erzeuger über keine oder nur vernachlässigbar kleine Energiespeicher. Durch die Verdrängung von konventioneller Erzeugung durch regenerative Einspeiser kommt es also zu einem Verlust von Energiespeichern im System. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Regelenergie, da mit den dargebotsabhängigen Erzeugern neben der Last und möglichen Störfällen eine zusätzliche stochastische Unbekannte entsteht.

Weiter besteht die Forderung, Energie aus erneuerbaren Quellen auch bei Überschusssituationen möglichst vollständig zu nutzen. Während bei Mangelsituationen andere planbare Erzeugungseinheiten, egal ob zentral oder dezentral, ersatzweise eingesetzt werden können, müssen für sonnige und windige Zeiten Speicher vorgehalten werden, die bei einem Überangebot geladen werden können. Dies können sowohl Speicher „im System“ als auch Speicher „in den Applikationen“ leisten. Zu den erstgenannten hat der VDE bereits eine Studie erstellt [10], eine weitere Studie zum zukünftigen Speicherbedarf wird z. Z. erarbeitet. Auf die Dringlichkeit sei hier explizit hingewiesen, da ein Speicherausbau in dem erforderlichen Umfang einerseits noch erheblichen Forschungs- und Entwicklungsaufwand erfordert und andererseits für Planung und Realisierung entsprechende Vorlaufzeiten eingeplant werden müssen.

## 2.2 Horizontale Systemgrenzen

Die Herausforderung besteht darin, die Systemgrenzen neu zu definieren. Dieser Gedanke ist keineswegs neu. In der Vergangenheit und bis heute sind die Systemgrenzen des elektrischen Energieversorgungssystems horizontal ausgeweitet worden, d.h. aus autonomen dezentralen Inselnetzen (Microgrids) wurde durch Zusammenschaltung das heutige synchrone Verbundnetz, das neben dem größten Teil Kontinentaleuropas inzwischen auch die Maghrebstaaten und die Türkei umfasst. Neben den Vorteilen, die der Energiehandel bietet, folgt diese geographische Erweiterung der Logik, dass sich größere Systeme aufgrund des statistischen Ausgleichs einfacher und damit kostengünstiger bilanzieren lassen.

Diese horizontale Erweiterung hat wegen der begrenzten Übertragungskapazitäten des europäischen Verbundsystems insbesondere an den Landesgrenzen noch erhebliche Potentiale, die durch verstärkten Netzausbau erschlossen werden können. Dazu müssen die Netze auch die extremen Erzeugungsszenarien (zentral vs. dezentral) sicher beherr-

schen. Die Steigerung des Energieaustauschs im europäischen Verbund führt zu einer Reduzierung des Speicherbedarfs und stellt somit eine kostengünstige und effiziente Option dar, da Speicher sehr teuer sind und nur einen begrenzten Wirkungsgrad aufweisen.

Darüber hinaus müssen die Netze zusätzliche Aufgaben übernehmen, die aus Forderungen eines liberalisierten Energiemarkts resultieren. Die heutigen Netze stoßen dabei jedoch rasch an ihre Grenzen. Hier sind einerseits flexible („smarte“) Strukturen insbesondere im Bereich der Verteilnetze gefragt, die diesen neuen Anforderungen gerecht werden können [11], andererseits verlangt der transeuropäische Energieaustausch nach einem überlagerten Stromnetz (Overlay-Netz) zur Übertragung sehr hoher Leistungen über große Entfernungen.

## 2.3 Vertikale Systemgrenzen

Die vertikale Erweiterung des Systems sowohl in Richtung auf Erzeugungseinheiten als auch in Richtung auf Applikationen bietet die Möglichkeit, bisher nicht genutzte Speichermöglichkeiten nutzbar zu machen.

Die Nutzung von Speichern „vor“ dem Kraftwerk erfordert einen hoch flexiblen Kraftwerkspark, entweder als zentrale Großkraftwerke oder zunehmend auch als kleinere dezentrale Einheiten (KWK- oder Biogas-Anlagen). Diese Erzeugungseinheiten müssen sowohl die Fluktuationen im Sekunden- und Minutenbereich ausgleichen können, als auch in der Lage sein, ausreichende Reservekapazitäten bereitzustellen, um längere Windflauten (bis zu mehreren Wochen) zu überbrücken. Eine Studie zur Flexibilisierung des Erzeugungsparks wird beim VDE gerade erstellt. Zukünftig werden sich aber auch die Erzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien im Rahmen ihrer Möglichkeiten an der Lieferung von Regelleistung und der Erbringung weiterer Netzdienstleistungen beteiligen müssen.

Als Speicher „in den Applikationen“ bieten insbesondere thermische Speicher hohe Potentiale bei vergleichsweise geringen Kosten und hohen Wirkungsgraden. Auch ist die benötigte Technologie vergleichsweise simpel und weitgehend verfügbar.

Hierzu müssen auch herkömmliche Sichtweisen und Wege verlassen werden. So darf z.B. in einem Umfeld mit einer überwiegenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen das Heizen oder die Warmwasserbereitung mit Strom insbesondere im Hinblick auf den abnehmenden Wärmebedarf in Niedrigenergiehäusern kein Tabuthema mehr sein. Angesichts des regelmäßig zu erwartenden Überschusses von Strom aus erneuerbaren Energien bieten thermische Prozesse die Möglichkeit, diese überschüssige Energie direkt als Nutzenergie zu speichern. Hierzu zählen bevorzugt Heizungs- oder Kühlsysteme oder Systeme zur Brauchwassererwärmung, sofern sie mit Wärmespeichern (bzw. Kälte-

speichern) ausgerüstet sind. Die Wärmeerzeugung kann entweder mit Heizwiderständen oder noch effizienter, wenngleich aufwändiger, mit Wärmepumpen erfolgen. Denkbar sind solche neuen Stromanwendungen sowohl im kleinen Maßstab im Heizungskeller oder als Ergänzung in Nah- bzw. Fernwärmesystemen aber auch zur Bereitstellung von Prozesswärme. Bei Mangelsituationen können die Prozesse dann vorübergehend aus dem Speicher oder alternativ mit einer anderen, besser speicherbaren Energie – z.B. Erdgas – weiter versorgt werden (Hybridkonzepte, ähnlich denen in Fahrzeugen).

## 2.4 Systemintegration

Auf dem Weg zu einem effizienten und klimaneutralen Energiesystem müssen sich die unterschiedlichen Energieträger und Energie-Infrastrukturen in Zukunft ergänzen. Anstatt der bisher überwiegend üblichen getrennten Optimierung der einzelnen Subsysteme muss das Gesamtsystem optimiert werden. Dabei können neben den energetischen Infrastrukturen (Strom, Erdgas, Kraftstoffe und Wärme/ Kälte) auch Stoffströme (z.B. Wasser/Abwasser, CO<sub>2</sub>, Industriegase, ...), Verkehrsinfrastrukturen und Prozesse einbezogen werden, um die vorhandenen Synergie-Potentiale zu nutzen.

Zur Zielerreichung sind neben den Veränderungen bei der Erzeugung elektrischer Energie auch Maßnahmen auf der Verbrauchsseite erforderlich. Hierzu zählen Technologien zur Effizienzverbesserung bei den Geräten selbst aber insbesondere auch Maßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs sowohl im Gebäudesektor (Stichworte: energetische Gebäudesanierung, Niedrig- oder Nullenergiehäuser) als auch im gewerblichen und industriellen Sektor. Auf diesem Weg zur Reduzierung des Primärenergiebedarfs wird elektrische Energie zunehmend den Einsatz fossiler Energieträger verdrängen (Elektrowärmepumpen, Elektrofahrzeuge, ...) oder zumindest ergänzen. Diese Punkte sind in den aktuellen Mitteilungen der Europäischen Kommission „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050“ [12] und „Energieeffizienzplan 2011“ [13] erkannt und aufgegriffen. Lösungen hierfür müssen nun nicht nur national sondern insbesondere auf europäischer Ebene erarbeitet werden, da andernfalls insbesondere das Energieeffizienz-Ziel von 20% nicht realisierbar sein wird. Ein weiteres Beispiel für das Zusammenwachsen der zuvor jeweils nur getrennt optimierten Energiesysteme ist die Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssiger Wind- oder Solarenergie als Substitut für in anderen Technologien kaum mögliche Speicherung großer Mengen elektrischer Energie über längere Zeiträume. Der so erzeugte Wasserstoff (bzw. das daraus synthetisch erzeugte Methan) kann in das Gasnetz eingespeist, in Gasspeichern bevorratet und bedarfsorientiert in Gaskraftwerken oder in dezentralen KWK-Anlagen oder für die Betankung

von Erdgasfahrzeugen wieder abgerufen werden. Leider hat dieser Prozess nur einen geringen Wirkungsgrad, so dass diese Art der Speicherung, wiewohl unabdingbar, nur in dem unbedingt erforderlichen Umfang erfolgen sollte.

## 2.5 Herausforderungen

Die Herausforderung auf dem Weg zu einem derart integrierten Gesamtsystem ist nicht die Bereitstellung der technologischen Komponenten und deren Vernetzung über eine geeignete Informationsinfrastruktur sondern vielmehr die Entwicklung von Märkten und Geschäftsmodellen, die es den Stakeholdern in den Subsystemen ermöglichen, an der Optimierung des Gesamtsystems mitzuwirken, ohne dabei ihre eigenen Interessen zu vernachlässigen. Als Ergebnis muss das Gesamtsystem den verschiedenen Gegebenheiten und Anforderungen der Teilsysteme gerecht werden. Eine ausschließlich betriebswirtschaftliche Optimierung zu Gunsten einzelner Interessengruppen würde dem nicht entsprechen.

Bei der Integration der Systeme, Netze und Infrastrukturen müssen alle relevanten Stakeholder eingebunden werden, sowohl aus dem regulierten Bereich (z.B. Netzbetreiber) als auch jene Akteure, die dem freien Markt unterliegen (z.B. Energielieferanten). Aufgrund der unterschiedlichen Interessenslage dieser Stakeholder bedingt die Umsetzung von konkreten Maßnahmen einen hohen Abstimmungsaufwand, der aufgrund der geforderten Entflechtung heute kaum möglich ist. Daher stellt sich die Frage, ob die heute „entflochtenen“ Strukturen nicht eine unüberwindbare Hürde für ein integriertes Energiesystem darstellen. Weiterhin müssen neue zielorientierte und diskriminierungsfreie Tarifstrukturen und Anreizsysteme geschaffen werden, die sich an den tatsächlich entstehenden bzw. vermiedenen Kosten orientieren. Dies gilt in gleicher Weise für den Bezug als auch für die Einspeisung von Energie in die Netze. So müssen z.B. für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zeitvariable Tarife gefunden werden, die sich an der jeweiligen Angebots- und Bedarfssituation orientieren und somit eine schrittweise Heranführung an den Markt ermöglichen. Die enorme Belastung der Strompreise mit Steuern und Abgaben sind häufig der Grund für eine Verhinderung sinnvoller neuer Stromanwendungen: selbst bei negativen Börsenpreisen wäre heute überschüssiger Strom aus erneuerbaren Quellen für einen potentiellen Nutzer noch deutlich teurer als die Verwendung von Erdgas.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Bei einem Privatkunden mit einem Strompreis von 25 ct/kWh entfallen heute allein etwa 2/3 (also etwa 18 ct) auf Steuern, Abgaben und Netzentgelte (Quelle: BDEW) während der Erdgaspreis insgesamt nur ca. 6 ct/kWh beträgt.

## 3 Handlungsbedarf in Übertragungs- und Verteilnetzen

### 3.1 Vom „Smart Grid“ zum „Smart System“

Vor dem Hintergrund der gewaltigen Herausforderungen greift der bisherige „Smart Grid“ Gedanke zu kurz. Es wird in Zukunft nicht ausreichen, einzelne Netzebenen „smart“ zu machen, also z.B. die Verteilnetze mit Automatisierungstechnik aufzurüsten oder „Smart Meter“ einzuführen.

Vielmehr müssen das Zusammenspiel der Systemebenen und die jeweiligen Verantwortlichkeiten neu definiert werden, um die einzelnen „Smart Grid“-Ebenen zu einem „Smart System“ zu integrieren. Damit wird eine neue vertikale Systemintegration geschaffen als Voraussetzung für die vertikale Erweiterung der Systemgrenzen (siehe Abschnitt 2.3).

Dies soll am Beispiel der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen erläutert werden. Durch die weitgehende Verdrängung von konventionellen Großkraftwerken muss die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zunehmend von den dezentralen Erzeugern in den Verteilnetzen erbracht werden. Auch Verbraucher können durch Lastmanagement hierzu einen Beitrag leisten. Dies betrifft sowohl die Regelreserve für alle Zeitbereiche als auch die Spannungshaltung etc. Dazu wird es erforderlich sein, dass z.B. der Verteilnetzbetreiber das Dienstleistungsangebot der vielen dezentralen Einheiten erfasst, aggregiert und dem überlagerten systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber in Form von zur Verfügung stehenden Bändern anbietet. Dabei ist es unerheblich, ob diese Dienstleistungen von dezentralen Erzeugern, Speichern oder durch Demand Side Management erbracht werden. Wesentlich ist jedoch, dass der Verteilnetzbetreiber garantieren muss, dass diese Systemdienstleistungen bei Abruf auch tatsächlich erbracht werden können. Dies setzt neben der geeigneten primärtechnischen Konzeption der dezentralen Einheiten und geeigneten Kommunikationssystemen insbesondere entsprechende Marktregeln und Marktmechanismen voraus.

Die Konzeption eines „Smart Systems“ umfasst demnach folgenden Handlungsbedarf:

- Definition der Teilnehmer und ihrer Zuordnung zu Hierarchieebenen
- Definition des Informationsaustausches zwischen den Teilnehmern in Bezug auf Informationsinhalte und zeitliche Anforderungen
- Vorgabe der technischen Anforderungen an die Teilnehmer
- Definition von geeigneten Marktregeln, Geschäftsmodellen und Tarifstrukturen
- Einführungs- und Umsetzungsstrategien



## 3.2 Internationale und nationale Netzentwicklung

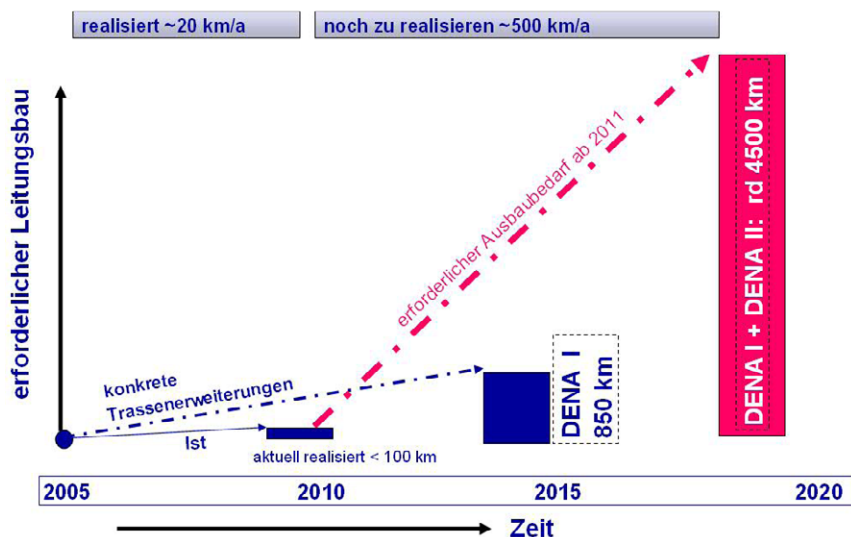
Die Integration der Erneuerbaren Energien (EE) und die Realisierung eines europäischen Strombinnenmarktes unter Aufrechterhaltung der Systemsicherheit erfordern einen Netzausbau in hohem Maße. Für die wesentlichen Netzausbaumaßnahmen der nächsten zehn Jahre hat ENTSO-E im Jahr 2010 erstmalig einen Ten Year-Network-Development-Plan (TYNDP) [14] vorgelegt. Insgesamt resultiert hieraus ein europaweiter Ausbaubedarf von über 42.000 Kilometern an neuen Stromkreisen.

Ende 2010 wurden gleichfalls die Ergebnisse der DENA Netzstudie II [15] veröffentlicht, die den grundsätzlichen Ausbaubedarf des deutschen Transportnetzes auf ca. 3.600 Trassenkilometern beziffert.

Aussagen zu Trassenverläufen oder den einzusetzenden Übertragungstechnologien wurden in der Studie nicht getroffen. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der DENA Netzstudie I [16], die einen Netzausbaubedarf von 850 km ausweist, ergibt sich somit ein kumulierter Ausbaubedarf von rund 4500 km. Wie Bild 4 verdeutlicht, ist der erforderliche Ausbaubedarf an Trassenkilometern in den kommenden Jahren deutlich ambitionierter als der Realisierungsgrad der letzten fünf Jahre.

### Netzausbaubedarf entsprechend DENA I und II

Bild 4: Ausbaubedarf des deutschen Transportnetzes (Trassenkilometer)



Die deutschen Netzbetreiber arbeiten derzeit an der Konkretisierung der Ergebnisse aus der DENA Netzstudie II, welche zusammen mit den aktuellen Erzeugungsszenarien der Bundesregierung in den maßnahmenscharfen Netzentwicklungsplan eingehen werden. Zu dessen erstmaliger Erstellung sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der EU Richtlinie EG/72/2009 [17] bis zum Jahr 2012 verpflichtet. Aus Sicht der ETG ist die Entwicklung von Leitlinien für die zukünftige Netzentwicklung sehr zu begrüßen.

Ob sich nach Vorliegen des Netzentwicklungsplanes der erforderliche Netzausbau in dem Umfang und im Rahmen der zeitlichen Zielvorstellungen erreichen lässt, erscheint zweifelhaft. So konnten von den nach DENA I vorgesehenen 850 km bisher lediglich weniger als 100 km realisiert werden. Ursache sind fehlende Akzeptanz und daraus resultierende lange Genehmigungsverfahren, auf die im weiteren Verlauf noch eingegangen wird. Auch die für den Leitungsbau in Deutschland zur Verfügung stehenden Kapazitäten könnten - unter Annahme einer breiten Akzeptanz und schneller Genehmigungsprozesse - letztlich eine limitierende Größe darstellen.

Doch die Anforderungen an den Ausbau des Übertragungsnetzes gehen weiter. Für den Zeithorizont bis 2050 sind grundsätzlich neue Ansätze gefordert – der alleinige Ausbau des heutigen 220/380-kV-Drehstromnetzes ist nicht ausreichend. Daher sind jetzt die Grundlagen für ein europaweites Overlay-Netz zu schaffen.

Hierzu sieht die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept die Entwicklung eines „Zielnetzes 2050“ vor, um daraus den Bedarf an zukünftiger Infrastruktur abzuleiten. Als erster konkreter Schritt in diese Richtung soll die Realisierung von zwei Pilottrassen für ein künftiges Overlay-Netz erfolgen, um die hierfür erforderlichen neuen Technologien zu erproben.

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, erarbeitet zur Zeit für einen längerfristigen Zeitraum eine Studie. Der Fokus liegt auf der Erarbeitung eines Weges hin zu einem paneuropäischen Energiesystem und einem sog. „modularen Entwicklungsplan“ für den Aufbau eines Overlay-Netzes. Es werden unter anderem Belange des Netzbetriebes, des Kraftwerks- und Speichereinsatzes, der Netzanalyse- und -weiterentwicklung, der Entwicklung der Nachfrage und der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Der genaue Umfang und Zeitplan dieser Studie wird noch festgelegt.

Auch innerhalb des VDE beschäftigen wir uns mit diesen zukunftsweisenden Fragestellungen. Eine diesbezügliche ETG-Studie „Stromübertragung für den Klimaschutz / Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen“ wird in Kürze vorgestellt werden. Ein Abschnitt dieser Studie beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit dem Aufbau eines Overlay-Netzes in Deutschland. Betrachtet werden mögliche Dimensionen und technische Ausführungen eines solchen Netzes, netzplanerische Analysen sowie die Systembewertung. Zudem werden die Einschränkungen und der Entwicklungsbedarf möglicher Technologien untersucht. Ein weiterer Abschnitt dieser ETG-Studie befasst sich mit den Möglichkeiten, ein Overlay-Netz mit anderen Infrastrukturen (Autobahnen, Bahntrassen etc.) zu kombinieren.

### 3.3 Systemsicherheit

#### **Verbesserung der Informationslage für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)**

Der gegenwärtige Systembetrieb sowie die oben skizzierten Entwicklungen zeigen bereits heute und in Zukunft massiv verstärkt weitere konkrete Problemstellungen auf. Die von der EU eingeführte Marktliberalisierung führte bereits zu einem starken Anstieg der Handelsaktivitäten mit zunehmender Kurzfristigkeit des Stromhandels und des Kraftwerkeinsatzes. Dies wird sich in Zukunft weiter verstärken. Der damit einhergehende Zuwachs an Marktteilnehmern resultiert in einer rapiden Zunahme von externen Schnittstellen in der Systemführung. Der Ausbau der regenerativen Energieträger führt zu einem starken Anstieg der dezentralen Energieerzeugung mit heute noch beschränkten Kommunikationsmöglichkeiten. So können Übertragungsnetzbetreiber heute die aktuelle Einspeisung von dezentralen Energieanlagen nur unzureichend erfassen. Dies betrifft insbesondere die Photovoltaik mit ihrer enormen Anzahl von in der Fläche verteilten Kleinanlagen. Die Sicherstellung der Systemsicherheit erfordert bereits auf kurze Sicht umfangreiche Echtzeit- und prozessnahe Informationen zur Einschätzung der Situation in der jeweiligen Regelzone (Cockpit-Funktion). Dieses muss auch die Leistungsbeträge vieler Klein-Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Netzen einbeziehen. Daneben müssen die Möglichkeiten zur kurz- und mittelfristigen Prognose der System-situation geschaffen werden. Dies betrifft nicht nur die Ausweitung der aktuellen Informationen über Kraftwerkseinspeisungen aus den Verteilnetzen, sondern auch die starke Erweiterung, Detaillierung und laufende Aktualisierung der Prognosen über Last und Erzeugung durch alle Marktteilnehmer. Zusätzlich ist der Austausch von Informationen über Prognosen für Last und Erzeugung zwischen allen Beteiligten zu verbessern und zu intensivieren.

Auf dieser Basis können dann die Werkzeuge zur Beherrschung des operativen Systembetriebes entwickelt werden. Daneben werden Systeme benötigt, um jederzeit die verbleibende Reserve bis zur Systemstabilitäts-„Grenze“ bestimmen und insbesondere bei Bedarf schnell und gezielt auf Lasten und Erzeugung einwirken zu können.

Als Handlungsfeld für die kommenden Jahre ist die Schaffung der Voraussetzung zur bedarfsgerechten Versorgung der ÜNB mit den erforderlichen Daten und Informationen durch europäische Netzkodizes zu nennen.

Die Verbesserung der Informationslage ist ein erster Schritt zur Entwicklung eines „Smart Systems“ im Sinne des Abschnitts 3.1.

### **Sicherstellung ausreichender flexibler Erzeugungskapazität und Regelleistung**

Im Interesse der Integration der EE sind zur Gewährleistung der Systemsicherheit Maßnahmen zu ergreifen, um den Umfang hierfür erforderlicher konventioneller Kraftwerke („Mindestkraftwerkspark“) so weit wie möglich zu reduzieren. Hierbei ist insbesondere an die Bereitstellung von Regelleistung aus EE zu denken. Das Regelungskonzept ist auch hinsichtlich der Bereitstellung an Primärregelleistung zu überprüfen und ggf. zu adaptieren, da einerseits weniger Kraftwerke für die Bereitstellung von Primärregelleistung zu Verfügung stehen. Andererseits dürfte in diesen Zeiten die Netzkennzahl<sup>2</sup> aufgrund der geringeren rotierenden Massen am Netz zurückgehen.

Mit Blick auf den wachsenden Anteil „regulierter Erzeugung“ bleibt abzuwarten, ob der hieraus ggf. resultierende Preis im Stromhandelsmarkt noch zu den ausreichenden Preissignalen für den Zubau erforderlicher flexibler Kraftwerke führt.

Im Bedarfsfall ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes für die Bereitstellung gesicherter Erzeugungsleistung zu prüfen.

## **3.4 Herausforderungen an die Verteilnetze**

Aus der Integration von EE, deren Vorrang und dem hohen Maß an dezentralen hoch volatilen Einspeisungen, ergeben sich neue und besondere Herausforderungen an die Infrastruktur der Verteilnetze. Hinzu kommt noch der geplante Ausbau von KWK-Anlagen auf Gasbasis. Die Beherrschung der Umkehr von Lastflüssen mit einhergehenden Spannungsänderungen in den Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen und die sich ebenso ergebenden hoch volatilen Einspeisungsspitzen erfordern erhebliche Investitionen. Dies gilt sowohl für den Ausbau und die Verstärkung der Verteilnetze als auch für die Implementierung eines umfangreichen Netzmonitorings- und Netzautomatisierungssystems in diesen, heute weitgehend noch nicht automatisierten Spannungsebenen, um die Versorgungsqualität und die Versorgungssicherheit der Kunden vor Ort sicherstellen zu können.

Eine kosteneffiziente Versorgung und Netzbetriebsführung bedingt zudem den Aufbau eines entsprechenden Informations- und Kommunikationssystems und dessen Einbindung in die Netzleitsysteme. Hierzu gehört auch die Erfassung des Netzzustandes (Power Quality) an Endpunkten des Netzes und damit den Anschluss-/Versorgungspunkten der Kunden bzw. auch den Einspeisepunkten.

---

<sup>2</sup> Die Netzkennzahl synchroner Verbundnetze gibt den Betrag des summarischen Wirkleistungsungleichgewichts an, durch den eine quasistationäre Netzfrequenzabweichung von 1 Hz hervorgerufen würde.

Die intelligente Koordination und Steuerung von Einspeisungen, Lasten und Speichersystemen und die kommunikativen Mittel zur Netzsteuerung in Kombination mit intelligenten Mess- und Steuergeräten bei Endkunden können im „Smart Grid“ zur effizienten Energie- und Netznutzung beitragen. Begrüßt wird deshalb auch die Klarstellung im Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [18], dass eine entsprechende Stärkung der Rolle der Netzbetreiber hinsichtlich technisch/wirtschaftlich sinnvoller Abschaltvereinbarungen mit den Kunden, im Sinne eines präventiven und netzverträglichen Lastmanagements als sinnvoll betrachtet wird.

### 3.5 Beschleunigung der Genehmigungsverfahren

Auch für die Genehmigungsbehörden und Projektträger wird der massive Netzausbau der Zukunft eine neue Herausforderung darstellen. Es werden Genehmigungsunterlagen in bisher im Netzbereich nie dagewesenem Umfang erstellt, geprüft und konsultiert werden müssen. An dieser Stelle sollte behördenseitig überprüft werden, ob die derzeitige Personalausstattung ausreichend ist.

Ein bundesweit einheitliches Genehmigungsverfahren sowie eine Bundesfachplanung und ein Bundesnetzplan sollen den erforderlichen Beschleunigungseffekt erzielen. Dies ist Teil des aktuellen Eckpunktepapiers für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz, „NABEG“ [19]. Die Errichtung einer neuen Bundesbehörde wird in diesem Zusammenhang mit Blick auf den Zeitbedarf für den erforderlichen Know-how-Aufbau eher kritisch betrachtet. Die ETG nimmt hierzu in der zuvor erwähnten und kurz vor dem Abschluss stehenden Studie zum Thema Infrastruktur Stellung.

Weiterhin muss bei geplanten Gesetzesnovellen stringent auf die tatsächliche Beschleunigungswirkung geachtet werden. So ergeben sich z.B. aus dem Gesetzentwurf des Bundesinnenministeriums für ein „Gesetz zur Vereinheitlichung und Beschleunigung von Planfeststellungsverfahren“ (Planungsvereinheitlichungsgesetz) vom 6. Dezember 2010 [20] eher verzögernde Auswirkungen auf die Genehmigungsverfahren. Dies wird deutlich durch den Wegfall von einfachen Plangenehmigungsverfahren und Veränderungen in der Benachrichtigung Betroffener.

## 3.6 Information und Akzeptanz aller Beteiligten

Es ist unabdingbar, dass die Öffentlichkeit die Ziele und den Nutzen von Netzbaumaßnahmen für die Umstellung des Energiesystems versteht und mit trägt. Unter Öffentlichkeit sind hierbei alle beteiligten und betroffenen Parteien von der nationalen hin zur lokalen Politik, den Länder- und Kommunalbehörden, den Bürgern und der Presse zu verstehen. Die seitens des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie eingerichtete Kommunikationsplattform „Zukunftsfähige Netze“ ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung. Diesem Punkt wird unter der Überschrift „Mehr Partizipation und Transparenz“ auch im Eckpunktepapier zum NABEG Rechnung getragen.

Letztendlich müssen alle Beteiligten akzeptieren, dass trotz der guten Ansätze im Energiekonzept und einer Diskussionsplattform keine hundertprozentige Akzeptanz erreicht werden kann. Alle Aktivitäten sollten deshalb darauf ausgerichtet sein, die Mehrheit zu informieren und zu überzeugen und die Meinungsführerschaft nicht der Minderheit zu überlassen, welche trotz aller Information und guter Argumente nicht zu einer dem Allgemeinwohl dienenden Lösung bereit ist.

## 4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Das Energiekonzept der Bundesregierung ist außerordentlich ambitioniert. Mit einem Ziel von 80% Bruttoelektrizitätsverbrauch aus erneuerbaren Quellen geht es deutlich über alle dem Energiekonzept zugrundeliegenden Szenarien [4] hinaus. Daraus ergeben sich folgende Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen:

- Mit einigen weiteren Annahmen ergibt sich aus den Zielen des Energiekonzeptes überschlägig eine erforderliche installierte Leistung von 145 GW aus Windkraftanlagen und PV-Anlagen.
- Diese installierte Leistung übersteigt die Last bei weitem, so dass regelmäßig mit erheblichen Leistungsüberschüssen im Netz gerechnet werden muss.
- Um diese Leistungsüberschüsse zu nutzen und um gleichzeitig längere Nichtverfügbarkeiten der erneuerbaren Energieträger zu überbrücken, ist ein deutlicher Ausbau entsprechender Speicherkapazitäten erforderlich.
- Um das System weiterhin mit der gewohnten Zuverlässigkeit und Stabilität betreiben zu können, wird es nicht ausreichend sein, die Verantwortlichkeiten, Marktregeln und technischen Regelwerke lediglich fortzuschreiben. Vielmehr erfordert die Umsetzung der Ziele der Bundesregierung ein komplett neues Systemdesign.
- Die Lösung wird in der Erweiterung der bisher üblichen Systemgrenzen, d.h. durch eine integrale Betrachtung der parallelen Systeme und Infrastrukturen für Strom, Gas, Wärme und Verkehr, sowie in der horizontalen und vertikalen Systemintegration zu finden sein.
- Die horizontale Systemintegration, d.h. die Ausweitung des Verbundbetriebs, ist eine seit Jahrzehnten erfolgreich geübte Strategie. Die Anstrengungen zur geographischen Erweiterung (Stichwort TEIAS-Anbindung, Mittelmeer-Ring) sowie zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten und der Marktintegration zielen in diese Richtung und sind weiter zu verfolgen.
- Die vertikale Systemintegration hat zum Ziel über die bestehenden Hierarchieebenen (Erzeugung, Übertragung und Verteilung) und Systemgrenzen hinweg unter Einschluss der verteilten Erzeuger und der Lasten ein integriertes Gesamtsystem zu schaffen.

- Dieses Konzept eines integrierten Gesamtsystems (summarisch als „Smart System“ bezeichnet) geht weit über den „Smart Grids“-Ansatz hinaus, der im wesentlichen die Automatisierung der Verteilungssysteme und die Ausrüstung mit kommunikationsfähigen elektronischen Zählern zum Inhalt hat.
- Die Entwicklung eines „Smart Systems“ beinhaltet nicht nur geeignete primärtechnische Konzeptionen und Kommunikationssysteme, sondern die Neudefinition von Verantwortlichkeiten, Marktregeln, Geschäftsmodellen, Tarifstrukturen und Anreizsystemen.
- Eine Forcierung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs ist insbesondere in folgenden Bereichen erforderlich:
  - Optimierungspotentiale des integrierten Gesamtsystems
  - Automatisierung der Verteilungsnetze
  - Entwicklung von Speichertechnologien auf allen Systemebenen
  - Realisierung eines leistungsstarken Overlay-Netzes
- Wegen der langen Umsetzungszeiten und der Tatsache, dass der höchste absolute Zubau an dargebotsabhängiger Erzeugungslleistung und damit die entscheidende Systemveränderung im laufenden Jahrzehnt erfolgen wird, müssen die Grundlagen für das neue Systemkonzept schnell gelegt werden. Der gesamte Veränderungsprozess muss umgehend eingeleitet und stringent verfolgt werden.
- Die Rahmenbedingungen für ein investitionsfreundliches Klima müssen umgehend geschaffen werden, um schnellstmöglich Planungssicherheit und Anreize zu schaffen.
- Im Sinne einer verbesserten Toleranz von Großprojekten muss die Kommunikation mit der Bevölkerung frühzeitig beginnen, um den betroffenen Personenkreis über die konkrete Notwendigkeit der Einzelmaßnahme zu informieren und in die Lösungsfindung einzubeziehen. Hierfür sind geeignete Instrumente zu entwickeln.
- Die Herausforderungen beim Umbau der Energiewirtschaft sind international und können folglich nur in internationaler Abstimmung gelöst werden.
- Die Plattform „Zukunftsfähige Netze“ (unter Beteiligung aller Interessengruppen) hat nach Einschätzung der ETG eine zentrale Bedeutung für die Erreichung der Ziele.



## 5 Referenzen

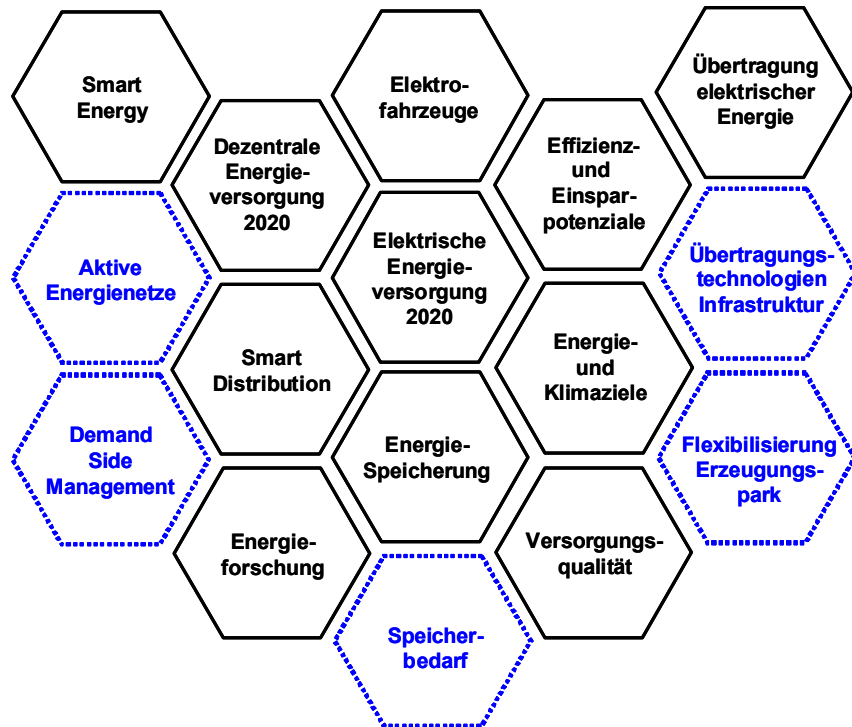
- [1 ] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
**Energiekonzept für eine umweltfreundliche, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung**  
BMWi und BMU, Berlin, September 2010
- [2 ] VDE|ETG  
**Elektrische Energieversorgung 2020 – Perspektiven und Handlungsbedarf**  
Analyse der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)  
Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V., VDE-Verlag, Frankfurt/Main, März 2005
- [3 ] VDE|ETG  
**Energieforschung 2020**  
Analyse der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)  
Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V., VDE-Verlag, Frankfurt/Main, Juli 2007
- [4 ] Prognos AG/EWI/GWS  
**Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung,**  
Projekt Nr. 12/10  
Basel/Köln/Osnabrück, August 2010
- [5 ] VDE|ETG  
**Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland. Perspektiven bis 2025 und Handlungsbedarf.**  
Analyse der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)  
Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V., VDE-Verlag, Frankfurt/Main, Januar 2008
- [6 ] AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.)  
**Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland,**  
Berlin/Köln, November 2008
- [7 ] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, AGEE-Stat  
**Erneuerbare Energien in Zahlen**  
Berlin, Juni 2010

- [8 ] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, AGEE-Stat  
**Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland**  
Berlin, Dezember 2010
- [9 ] ENTSO-E  
**UCTE Operation Handbook**  
Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE),  
Brüssel, Juni 2004
- [10 ] VDE|ETG  
**Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger**  
Analyse der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)  
Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.,  
VDE-Verlag, Frankfurt/Main, Dezember 2008
- [11 ] VDE|ETG  
**Smart Energy 2020 – vom Smart Metering zum Smart Grid**  
Analyse der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)  
Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.,  
VDE-Verlag, Frankfurt/Main, März 2010
- [12 ] Europäische Kommission  
**Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050**  
Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen  
EU Kommission, Brüssel, März 2011
- [13 ] Europäische Kommission  
**Energieeffizienzplan 2011**  
Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen  
EU Kommssion, Brüssel, März 2011
- [14 ] ENTSO-E  
**Ten Year-Network-Development-Plan (TYNDP)**  
European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brüssel, Juni 2010

- [15 ] Deutsche Energie-Agentur  
**Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025**  
(dena-Netzstudie II)  
Deutsche Energie-Agentur, Köln, 2010
- [16 ] Deutsche Energie-Agentur  
**Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020** (dena-Netzstudie I)  
Deutsche Energie-Agentur, Köln, 2004
- [17 ] Europäisches Parlament/Europäischer Rat  
**Richtlinie 2009/72/EG** über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG  
Brüssel, Juli 2009
- [18 ] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)  
**Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011**  
BMWi, Berlin, Oktober 2010
- [19 ] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)  
**Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz („NABEG“) – Verfahrensvereinfachung, Akzeptanz, Investitionen**  
BMWi, Berlin, März 2011
- [20 ] Bundesministerium des Inneren (BMI)  
**Gesetzentwurf zur Vereinheitlichung und Beschleunigung von Planfeststellungsverfahren** (Planungsvereinheitlichungsgesetz – PIVereinHG)  
BMI, Berlin, Dezember 2010

## 6 Anhänge

### 6.1 Anhang 1 – Übersicht der VDE-Studien



(Die blauen Kacheln sind Studien in der Ausarbeitung, die noch nicht veröffentlicht sind.)

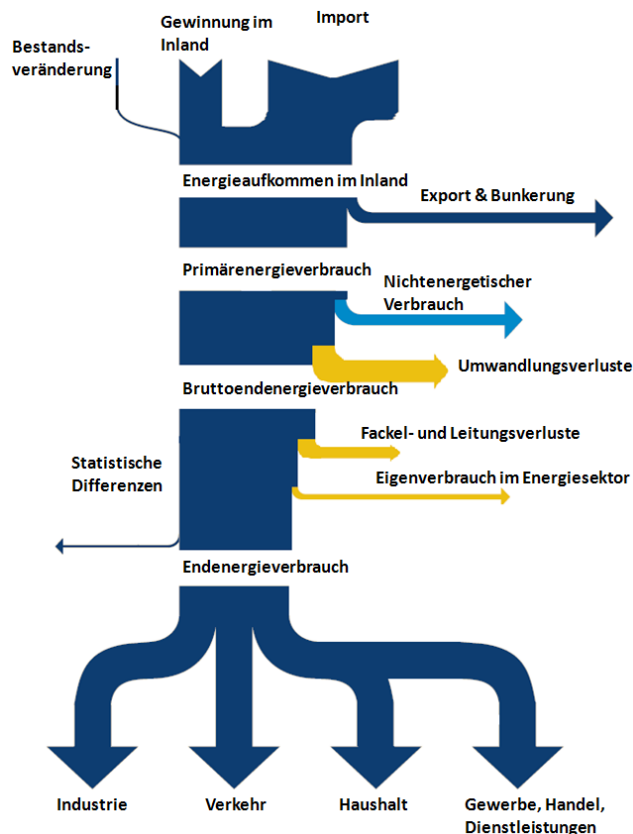
## 6.2 Anhang 2 – Ziele, Handlungsfelder und Sofortmaßnahmen aus dem Energiekonzept der Bundesregierung

Ziele des Energiekonzeptes		Handlungsfelder	10-Punkte-Sofortprogramm
Treibhausgasemissionen	Reduzierung bis 2050 um mind. 80% (gegenüber 1990)	Erneuerbare Energien als eine tragende Säule künftiger Energieversorgung	Anpassung der Seeanlagen-VO
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	60% bis 2050	Schlüsselfrage Energieeffizienz	5-Milliarden-Kreditprogramm „Offshore-Windenergie“
Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	80% bis 2050	Kernenergie und fossile Kraftwerke	Netzplattform
Reduzierung des Primärenergieverbrauch	50% bis 2050	Leistungsfähige Netzinfrastruktur für Strom und Integration erneuerbarer Energien	Clusteranbindung von Offshore-Parks in der Nord- und Ostsee
Reduzierung des Stromverbrauchs	25% bis 2050	Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen	Befreiung neuer Speicherkraftwerke von den Netzentgelten
Elektrofahrzeuge	1 Million bis 2020 6 Millionen bis 2030	Herausforderung Mobilität	Informationsoffensive „Netze für eine umweltschonende Energieversorgung“
Gebäudesanierung	Rate von < 1% auf 2% verdoppeln bis 2050	Energieforschung für Innovationen und neue Technologien	Deutschlandweite Netzausbauplanung
		Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext	Wärmeliefer-Contracting im Mietrecht
		Akzeptanz und Transparenz	CCS – Carbon (Dioxide) Capture and Storage
			Markttransparenzstelle

## 6.3 Anhang 3 – Zeitreihenanalyse der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung

Basis für das Verständnis der Zeitreihen im Energiekonzept sind die Definitionen der Energiearten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., wie sie im Energieflussbild für Deutschland (Bild 5) verwendet werden.

Bild 5: Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland, Definition der Energiearten



Die Bundesregierung verwendet die Definition für den Bruttoendenergieverbrauch gemäß Richtlinie 2009/28/EG (Artikel 2, Buchstabe f) (siehe Bild 5)

Bruttoendenergieverbrauch (BEEV)

$$\begin{aligned}
 &= \text{Endenergieverbrauch (EEV)} \\
 &+ \text{Fackel- und Leitungsverluste Strom} \\
 &+ \text{Fackel- und Leitungsverluste Wärme} \\
 &+ \text{Eigenverbrauch Strom in Kraft- und Heizwerken} \\
 &+ \text{Eigenverbrauch Wärme in Kraft- und Heizwerken}
 \end{aligned}$$

Leider wird in den anderen Quellen mit Ausnahme der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung [4] der Bruttoendenergieverbrauch nicht ausgewiesen. Weiter unterscheiden sich die Quellen insbesondere in der Behandlung des nichtenergetischen Verbrauchs. Letzterer ist bei der AGEB [6] Teil des Primärenergieverbrauchs. Tabelle 1 enthält die Auswertung der Zeitreihen des Energiekonzepts unter Verwendung der dem Konzept zugrunde liegenden Quellen. Eine systematische Schwierigkeit bei der Analyse der Zeitreihen des Energiekonzeptes ergibt sich daraus, dass die weitere Entwicklung des Bruttoendenergieverbrauchs den zugrunde liegenden Energieszenarien entnommen ist. Die relativen Angaben im Energiekonzept der Bundesregierung sind auf diese Zahlen bezogen, obwohl die Energieszenarien zu anderen Ergebnissen kommen, beispielsweise im Hinblick auf die Entwicklung des Primärenergiebedarfs und den Anteil der erneuerbaren Energien.

Die Ziele der Bundesregierung sind erheblich ambitionierter als die Zahlen aus dem Referenzszenario der Energieszenarien. Dies betrifft insbesondere den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch. Dieser soll im Jahr 2050 laut Bundesregierung bei 60%, entsprechend ca. 1.176 TWh, liegen, während Prognos/EWI/GWS von lediglich 34,9% entsprechend 684 TWh, ausgehen. Bei der Deckung des Bruttostromverbrauchs geht die Bundesregierung von einem Anteil von 80% erneuerbarer Energie, entsprechend 369 TWh aus, wobei dort zugrunde gelegt wurde, dass der Bruttostromverbrauch im Vergleich zu 2008 um 25% sinken soll. Selbst das ambitionierteste Szenario von Prognos/EWI/GWS sieht dagegen lediglich eine Bruttostromerzeugung von 289 TWh vor (Szenario IIB).

Eine regenerative Bruttostromerzeugung in der von der Bundesregierung vorgegeben Höhe würde überschlägig installierten Leistungen gemäß Übersicht in Anhang 4 erfordern. Dabei ist angenommen worden, dass die Lücke in der durch erneuerbare Energien zu erzeugenden Bruttostrommenge zwischen dem Referenzszenario und den Vorgaben der Bundesregierung anteilig durch Wind offshore, Wind onshore sowie Photovoltaik-Anlagen erzeugt wird, und zwar in dem Verhältnis der von diesen Anlagentypen erzeugten Energiemengen laut Referenzszenario.

		1990	1996	1998	2000	2008	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch insg.	in TWh	4140,6	4096,4	4033,9	4000,6	3949,2	3159,4	2936,3	2759,7	1974,6
Prozentwert gegenüber 2008	in %	104,8	103,7	102,1	101,3	100,0	80,0	74,4	69,9	50,0
Primärenergieverbrauch, EE	in TWh	54,4	75,0	105,3	115,8	318,6	553,7	672,4	761,7	824,3
Primärenergieverbrauch, EE	in %	1,3	1,8	2,6	2,9	8,1	16,4	22,9	27,6	31,8
Umwandlungsverluste = PEV - BEEV	in TWh	1448,2	1336,0	1334,4	1359,2	1343,6	995,6	717,2	665,4	631,9
Umwandlungsverluste	in %	35,0	32,6	33,1	34,0	34,0	29,5	24,4	24,1	24,4
<b>Bruttoendenergieverbrauch (BEEV)</b>	in TWh	2692,4	2760,4	2699,5	2641,4	2605,6	2380,8	2219,2	2094,2	1960,3
Prozentwert gegenüber 2008	in %	103,3	105,9	103,6	101,4	100,0	91,4	85,2	80,4	75,2
Verluste = BEEV - EEV	in TWh	61,4	69,4	72,5	76,1	78,6	60,6	53,5	50,5	44,3
Verluste	in %	2,3	2,5	2,7	2,9	3,0	2,5	2,4	2,4	2,3
<b>Endenergieverbrauch (EEV)</b>	in TWh	2631	2691	2627	2565	2527	2320,2	2165,7	2043,7	1916,0
Prozentwert gegenüber 2008	in %	104,1	106,5	104,0	101,5	100,0	91,8	85,7	80,9	75,8
<b>Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) Erneuerbare Energien</b>	in TWh						428,5	665,8	942,4	1176,2
Anteil EE am Bruttoendenergieverbrauch	in %						18,0	30,0	45,0	60,0
<b>Endenergieverbrauch (EEV) Erneuerbare Energien</b>	in TWh						445,2	550,4	632,5	684,1
Anteil EE am Endenergieverbrauch	in %						18,7	24,8	30,2	34,9
<b>Bruttostromverbrauch</b>	in TWh						553,1	556	562,4	461,0
Bruttostromverbrauch gegenüber 2008	in %						90	90,5	91,5	75
<b>Bruttostromverbrauch EE</b>	in TWh						193,6	50	65	368,8
Anteil der EE am Bruttostromverbrauch	in %						35	50	65	80
Treibhausgase als CO2 Äquivalent	in Mio t						594	405	256,8	166
Veränderung gegenüber 1990	in %						647	503	431	374
							60	45	30	20
							65,4	50,8	43,5	37,8
<b>Quellen und Farbcodierung:</b>				Energiekonzept der Bundesregierung [1]	Seite 5					
				Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung Prognos [4]	Seite 17					
				AGEE Energiebilanz Deutschland [6]	Tabelle A 1-7 Seite A1-13 Tabelle A1-1 Seite A1-3 Tabelle A1-5 Seite A1-10					
				AGEE-STAT EE in Zahlen [7]	Energiebilanz 1990 - 2008					
				AGEE-STAT Zeitreihen [8]	Seite 7 und 8					
				Rote Ziffern	Tabellen 1,2,8,10					
					Errechnete Werte					

Tabelle 1: Auswertung der Zeitreihen des Energiekonzepts unter Zuhilfenahme der referenzierten Quellen



## 6.4 Anhang 4 – Abschätzung der installierten Leistungen für das Energiekonzept der Bundesregierung

Jahr	2020	2030	2040	2050
<b>Bruttostromverbrauch EE in TWh</b>	<b>Referenz-Szenario</b>			
Lauf- und Speicherwasser	25	25	25	25
Wind onshore	68	73	77	79
Wind offshore	26	48	60	68
Biomasse	37	40	41	41
Photovoltaik	31	36	38	39
Geothermie	2	3	4	5
andere Brennstoffe	6	6	6	6
<b>Summe</b>	<b>195</b>	<b>231</b>	<b>251</b>	<b>263</b>
<b>Installierte Leistung in GW</b>	<b>Referenz-Szenario</b>			
Lauf- und Speicherwasser	6	6	6	6
Wind onshore	33	34	35	36
Wind offshore	7	13	15	17
Biomasse	6	6	6	6
Photovoltaik	33	38	39	39
Geothermie	0	0	1	1
andere Brennstoffe	2	2	2	2
<b>Summe</b>	<b>87</b>	<b>99</b>	<b>104</b>	<b>107</b>
<b>Volllaststunden in h</b>	<b>Referenz-Szenario</b>			
Lauf- und Speicherwasser	4471	4471	4471	4471
Wind onshore	2040	2165	2185	2184
Wind offshore	3400	3800	3950	4000
Biomasse	6468	6651	6817	6817
Photovoltaik	930	960	980	1000
Geothermie	6818	6818	6818	6818
andere Brennstoffe	0	0	0	0
<b>Bruttostromverbrauch Aufteilung in TWh</b>	<b>Referenz-Szenario</b>			
Bruttostromverbrauch Wind, PV	125	157	175	186
Bruttostromverbrauch Rest	70	74	76	77
Bruttostromverbrauch insg	195	231	251	263
<b>Bruttostromverbrauch EE in TWh</b>	<b>Bundes-regierung</b>			
	194,0			369,0
Differenz Energiekonzept - Referenz-Szenario	-1,0			106
<i>Verteilung der Energiedifferenz auf Wind onshore, Wind offshore und PV gemäß Prognos 2050 in TWh</i>	45	39	22	106
<b>Verteilung der Bruttostromdifferenz für das Jahr 2050 in TWh</b>	Sollwert Prognos 2050	Delta	Sollwert Bundes-regierung 2050	
Wind onshore	79	45	124	
Wind offshore	68	39	107	
Photovoltaik	39	22	61	
Benötigte zusätzliche Energie in TWh aus Wind, PV	186	106	292	
<b>Benötigte installierte Leistung</b>		Delta	Gesamtsumme	
Wind onshore in GW		21	57	
Wind offshore in GW		10	27	
Photovoltaik in GW		22	61	
<b>Summe in GW</b>		53	145	

**VDE**

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0  
Telefax 069 6312925  
<http://www.vde.com>  
E-Mail [service@vde.com](mailto:service@vde.com)

