

Monsees, Jan

Working Paper

Review von Zielmarken, Szenarien und Prognosen der Entwicklung der Windenergienutzung - aufbereitet für Westsachsen und Nordhessen

UFZ Discussion Paper, No. 1/2009

Provided in Cooperation with:

Helmholtz Centre for Environmental Research (UFZ)

Suggested Citation: Monsees, Jan (2009) : Review von Zielmarken, Szenarien und Prognosen der Entwicklung der Windenergienutzung - aufbereitet für Westsachsen und Nordhessen, UFZ Discussion Paper, No. 1/2009, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ), Leipzig

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/44739>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

UFZ-Diskussionspapiere

Department Ökonomie

1/2009

Review von Zielmarken, Szenarien und Prognosen der Entwicklung der Windenergienutzung – aufbereitet für Westsachsen und Nordhessen

Jan Monsees

Januar 2009

Review von Zielmarken, Szenarien und Prognosen der Entwicklung der Windenergienutzung – aufbereitet für Westsachsen und Nordhessen

Monsees, J.

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ,
Department Ökonomie, Permoserstraße 15, 04318 Leipzig
Autor: Dr. Jan Monsees, E-mail: jan.monsees@ufz.de
Fon: +49 341 235-1743; Fax: +49 341 235-1836

Inhalt

1. Einleitung
2. Zur Problemstellung – über politische Zielmarken, Prognosen und Szenarien
3. Zielmarken aus dem politischen Raum
4. Singuläre Prognosen spezialisierter Windenergieforschungsinstitute
 - 4.1 DEWI-Prognosen zur Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland
 - 4.2 WindGuard-Prognosen des Repowering von Windenergieanlagen in Deutschland
 - 4.3 Gegenüberstellung von Prognosen für den EEG-Erfahrungsbericht 2007
5. Entwicklung der Windenergienutzung als Bestandteil komplexer Szenarien
 - 5.1 Europäische und globale Szenarien
 - 5.2 Szenarien der dena-Netzstudie 2005 für Deutschland
 - 5.3 Szenarien im Kontext der Leitstudie 2007 für Deutschland
 - 5.4 Sonstige Szenarien für Deutschland
 - 5.5 Szenariovarianten für Sachsen
6. Fazit mit Schlussfolgerungen für Westsachsen und Nordhessen
 - 6.1 Zur Definitions- und Disaggregationsproblematik
 - 6.2 Zur Entwicklung der Onshore-Windenergienutzung in Deutschland bis 2020
 - 6.3 Zur Entwicklung der Windenergienutzung in Westsachsen bis 2020
 - 6.4 Zur Entwicklung der Windenergienutzung in Nordhessen bis 2020

Review von Zielmarken, Szenarien und Prognosen der Entwicklung der Windenergienutzung – aufbereitet für Westsachsen und Nordhessen

Monsees, J.

Helmholtz Centre for Environmental Research – UFZ, Department of Economics,
P.O. Box 500 136, 04301 Leipzig, Germany, Permoserstraße 15, 04318 Leipzig

Author: Dr. Jan Monsees, E-mail: jan.monsees@ufz.de

Fon: +49 341 235-1743; Fax: +49 341 235-1836

Abstract

The paper examines the applicability of available scenarios, prognoses and political target-settings of the future development of wind power generation as guiding parameters for the research project “FlächEn”, which focuses on ecological-economic modelling of a sustainable siting of wind turbines, exemplified for two investigation areas in Germany – Western Saxony and Northern Hesse. The review shows, that wind energy shares in electric power consumption for the two areas cannot be, as originally intended in the research project, deduced just like that. As far as energy and climate policy targets are set, these refer to different variables and/or higher aggregated spatial units, e.g., the national level. However, it is not advisable for various reasons to proportionally break down national into sub-national targets 1:1. Moreover, such goals have to be disaggregated not only spatially but also in terms of different energy consuming sectors and policy actions. The second link of the “FlächEn” project, in addition to policy targets are scenarios and prognoses. For this purpose, the review covers 16 references containing relevant scenarios and prognoses with diverse spatial, sectoral and temporal scopes. Besides terminological inaccuracies, the review shows that these scenarios and prognoses cover mostly the national and occasionally the state level. Consequently, based on several assumptions, they have to be regionalized to fit the two investigation areas. In order to obtain target corridors for the future development of wind power generation in Western Saxony and Northern Hesse in this manner, eventually, only a few of the references evaluated are useful.

1. Einleitung

Der vorliegende Text hat ein konkretes und ein abstraktes Anliegen. Konkret beschäftigt sich ein vom BMBF gefördertes Forschungsprojekt unter dem Titel „Nachhaltige Landnutzung im Spannungsfeld umweltpolitisch konfligierender Zielsetzungen am Beispiel der Windenergiegewinnung“¹ mit der Entwicklung konfliktminimierender Auswahlstrategien für Standorte von Windenergieanlagen (WEA) am Beispiel der Regionen Westsachsen und Nordhessen. Zur Abschätzung des mittelfristig dafür zugrunde zu legenden Flächenbedarfs sind belastbare Annahmen über die zukünftige Windstromproduktion in den genannten Regionen unerlässlich. In Verfolgung dieser konkreten Absicht könnten z.B. einige auf höchster politischer Ebene verkündete Ziele, etwa die Reduzierung des CO₂ bis zu einem bestimmten Zeitpunkt oder ein zu erreichender Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch usw. als Ausgangspunkte dienen. Schnell stößt man dabei jedoch unweigerlich auf das abstraktere Problem, dass zwar globale Zielmarken existieren, jedoch kein Weg vorgezeichnet ist, wie diese Zielmarken räumlich, sektoral und instrumentell zu disagggregieren sind.

Auf der anderen Seite existieren über die zukünftige Entwicklung des Energiesektors durchaus eine Reihe von Szenarien und Prognosen unterschiedlicher zeitlicher, räumlicher und sektoraler Reichweite. Diese beinhalten zumeist auch die Entwicklung der Stromproduktion und des Stromverbrauchs in unterschiedlich abgegrenzten räumlichen Einheiten ebenso wie die zu bestimmten zukünftigen Zeitpunkten erwarteten Anteile der verschiedenen fossilen und regenerativen Energieträger am Energiemix. Vor diesem Hintergrund differenziert das vorliegende Papier zunächst in Abschnitt 2 den unterschiedlichen Aussagegehalt von politischen Zielmarken, Prognosen und Szenarien und stellt eine Synopse der – für das eingangs erwähnte Forschungsprojekt – relevanten Prognosen und Szenarien vor. Anschließend skizziert Abschnitt 3 die bekannten politischen Zielmarken für die EU, Deutschland und die Bundesländer Hessen und Sachsen, bevor die Abschnitte 4 und 5 detaillierter auf einzelne Prognosen und Szenarien eingehen. Abschließend wird in Abschnitt 6 ein Fazit mit Schlussfolgerungen für die beiden Untersuchungsregionen Westsachsen und Nordhessen gezogen.

2. Zur Problemstellung – über politische Zielmarken, Prognosen und Szenarien

„*It is always tempting to take our desires for reality*“.² In dieser, so vom Szenarioforscher MICHEL GODET beschriebenen Gefahr schwebt heute auch der klimaschutz- und energiepolitische Diskurs in Deutschland, der zum großen Teil bestimmt wird von sich am Wünschbaren orientierenden, ehrgeizigen, hoch aggregierten und top-down formulierten Zielsetzungen der Europäischen Kommission und der Bundesregierung.³ Demgegenüber stehen Prognosen und Szenarien die weniger von Wunschdenken geleitet als von der Extrapolation realer Wirkungsketten unter wechselnden Annahmen bestimmt und häufig bottom-up formuliert sind. Die beiden Bereiche – Zielmarken aus dem politischen Raum auf der einen, Szenarien und Prognosen

¹ „FlächEn“-Projekt, <http://www.ufz.de/index.php?de=14638>, Förderkennzeichen 01UN0601A,B, Förderschwerpunkt „Wirtschaftswissenschaften für Nachhaltigkeit“ im Rahmenprogramm des BMBF „Forschung für die Nachhaltigkeit“ – fona.

² Godet 2001, 66.

³ Vgl. z.B. die Süddeutsche Zeitung vom 24./25.5.2008: „Das Ziel ist im Weg“ von Michael Bauchmüller.

sen auf der anderen Seite – stehen zwar nicht immer, doch häufig ohne Bezug nebeneinander. Davon abgesehen ist aber grundsätzlich von vielfältigen Wechselwirkungen zwischen den Zielsetzungen, Strategien und Verhaltensweisen der involvierten Akteure (Politik, Wirtschaft, Zivilgesellschaft etc.) und den sie tangierenden Prognosen und Szenarien auszugehen.

Dabei ist mit Blick auf die Aussagekraft – neben der Abgrenzung gegen die von Regierungen gesetzten, einen politischen Willen ausdrückenden *Zielmarken* – auch noch eine Binnendifferenzierung innerhalb der Domäne der Szenarien und Prognosen notwendig. *Prognosen* sind, obwohl es auch qualitative gibt, zumeist quantitative Extrapolationen auf der Basis vorhandener Zeitreihen von Daten und begründbaren wissenschaftlichen Erfahrungswissens (Kausalitäten, Wahrscheinlichkeiten).⁴ *Szenarien* hingegen sind Beschreibungen „von mehreren denkbaren Zukünften komplexer Systeme die auf der Verknüpfung einer Vielzahl denkbarer und konsistenter Einzelentwicklungen“⁵ beruhen. Szenarien lassen sich sowohl induktiv als Kombination alternativer Entwicklungen einer Vielzahl von Schlüsselfaktoren (Szenario-Technik) als auch deduktiv, ausgehend von wenigen groben Strukturmerkmalen (Scenario Planning) gewinnen. Eine bestimmte Szenarienmenge lässt sich bildlich in Form eines Trichters darstellen, dessen Mittelachse das Trendszenario als Fortschreibung des Status Quo, d.h. bei Erwartung nahezu unveränderter Umweltbedingungen, bildet. Nach außen wird der Szenario-Trichter durch positive und negative Extremszenarien begrenzt, bei denen die am stärksten – die häufig zugleich die unwahrscheinlichsten sind – positiven (best case) bzw. negativen (worst case) Veränderungen der Umweltbedingungen angenommen werden.⁶

„Wesentliches Element des Szenario-Denkens ist also die Erkenntnis, dass die Zukunftssicht häufig aus einer spezifischen Optik der Gegenwart eingeengt ist und es diese Grenze zu überspringen gilt, wenn das Feld möglicher Alternativen tatsächlich ausgeleuchtet werden soll.“⁷ Szenarien sind damit „nicht mehr, aber auch nicht weniger als Hilfsmittel zum Entwurf möglichst widerspruchsfreier Zukunftsbilder unter ‚Wenn-dann‘-Bedingungen. [...] Sie helfen der Politik Handlungsspielräume einzuschätzen.“⁸ Dabei haben bisherige Erfahrungen gezeigt, dass mit nur einem Drittel aller möglichen Szenarien schon 80 % der wahrscheinlichen Zukünfte abgedeckt werden können.⁹ „Politisch relevante Szenarien setzen z.B. bestimmte quantitative CO₂-Reduktionsziele für den Klimaschutz für konkrete Zeiträume (z.B. 2020, 2050) voraus (‚Zielszenarien‘) und fragen dann, mit welchen technischen Systemen und mit welchen sozioökonomischen Implikationen diese Ziele erreicht werden können. Meist verglichen sie diesen Zielpfad mit einem Referenzpfad; in dem versucht wird, ‚Business as usual‘ (BAU) (also die Folgen einer unveränderten oder jetzt schon eingeleiteten Politik) möglichst quantitativ vorherzusagen. Im Gegensatz zur Prognose des Trends (BAU, Referenzpfad) beabsichtigen Szenarien also keine Vorhersagen, wie die Entwicklung verlaufen wird, sondern wie sie unter den jeweils veränderten Basisannahmen (zu bestimmten Politiken, Maßnahmen, Verhaltensmustern) verlaufen könnte.“¹⁰

⁴ Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Prognose> und http://www.scmi.de/Unternehmen_Glossar.html.

⁵ http://www.scmi.de/Unternehmen_Glossar.html.

⁶ Vgl. http://www.scmi.de/Unternehmen_Glossar.html und <http://de.wikipedia.org/wiki/Szenario-Technik>.

⁷ <http://de.wikipedia.org/wiki/Szenario-Technik>

⁸ Hennicke/Fischedick, 2007, 95.

⁹ Godet, 2001, 67.

¹⁰ Hennicke/Fischedick, 2007, 96.

Tabelle 1: Synopse der für das FlächEn-Projekt relevanten Szenarien aus der Literatur

Lfd. Nr.	Autor(en)	Jahr	Typ(en)	Sektorale Abdeckung	Räumliche Abdeckung	Zeitliche Abdeckung
1	Hennicke, Fishedick	2007	<i>Allgemein + 2 Beispiele</i>	Klima, Energie	<i>Allgemein</i>	<i>Allgemein</i>
2	Leitstudie 2007 für BMU (Autor: Nitsch)	2007	Prognosen, Szenarien (mit Varianten)	Klima, Energie, Strom, EE, WEA	Deutschland	2010, 2020, 2030, 2040, 2050
3	IFEU für BMU (EE kompakt)	2007	Prognosen, Kurz-Szenarien	Strom, EE	Europa (EU, OECD)	2020, 2030, 2050
4	WindGuard:EEG-Erf.-Ber. für BMU (Autor: Rehfeldt)	2007	Prognosen, (Vergleich)	WEA	Deutschland	2010, 2020
5	Jahrbuch EE (Autoren: Staiß et al.)	2007	Prognosen, Szenarien	Energie, Strom, EE, WEA	Deutschland	2010, 2020, 2030, 2040, 2050
6	GWEC / Greenpeace (Autoren: Aubrey, Pullen, Zervos, Teske)	2006	3 Szenarien	WEA	Welt	2030, 2050
7	dena-Netzstudie (Autoren: Jansen et al.)	2005	Prognosen, Szenarien (mit Varianten)	Strom, EE, WEA	Deutschland und alle Bundesländer	2010, 2020, 2030
8	Ausbaugutachten für BMU v. DLR, ZSW, WI, WZNW	2005	Prognosen, Szenarien (mit Varianten)	Strom, EE, WEA	Deutschland	2010, 2020
9	WindGuard (Autoren: Rehfeldt, Gerdes)	2005	Prognosen (mit Varianten)	WEA	Niedersachsen, Schlesw-Holst., Meckl.-Vorpom.	2010, 2020
10	IER-Gutachten f. SMWA (Autoren: Fahl, Rühle, Voß)	2004	5 Szenarien (mit Varianten)	Klima, Energie, Strom, EE	Sachsen	2010, 2020, 2030
11	ÖkoOptAusbaustudie für BMU v. DLR, ifeu, WI	2004	Prognosen, Szenarien (mit Varianten)	Klima, Energie, Strom, EE, WEA	Deutschland	2010, 2020, 2030, 2040, 2050
12	Krämer (Diss., Uni Bremen)	2003	Prognosen, Szenarien	Strom, WEA	Deutschland	2010, 2020
13	WBGU	2003	Szenarien (<i>nach IPCC</i>)	Klima, Energie	Welt	2020, 2030, 2050, 2100
14	DEWI für BMU (Autoren: Neumann et al.)	2002	Prognose	WEA	Deutschland	2010, 2030
15	Redlinger et al. (Autoren: Redlinger, Andersen, Morthorst)	2002	Szenarien	EE, WEA	Welt, Dänemark	2020, 2025, 2030
16	Hohmeyer (Gutachten für UBA)	2001	6 Szenarien / Prognosen	Klima, Energie, Strom	Deutschland	2010
17	DEWI für BMU (Autoren: Rehfeldt et al.)	2001	Prognose	WEA	Deutschland	2010, 2030
18	Godet	2001	<i>Allgemein + div. Beispiele</i>	Industrie- und Dienstleist.sekt.	<i>Allgemein</i>	<i>Allgemein</i>

Quelle: Eigene Darstellung.

HENNICKE und FISCHEDICK schätzen, dass auf dem Feld der nachhaltigen Klima- und Energiepolitik weltweit über 400 Langfristszenarien für Entwicklungszeiträume bis 2050 bzw. 2100 kreiert worden sind.¹¹ Hinzukommen dürften eine Unmenge weiterer Szenarien für kürzere Zeiträume, in zahlreichen räumlichen Differenzierungen und mit unzähligen Untervarianten. Eine Teilmenge davon ist auch für das in Abschnitt 1 erwähnte ‚FlächEn-Projekt‘ als relevant anzusehen und als Synopse in *Tabelle 1* wiedergegeben. Sie basiert auf unterschiedlich zugänglichen Literaturquellen (Auftragsgutachten, Forschungsberichte, Dissertationen, Bücher, Diskussionspapiere). Die tabellarische Darstellung erfolgt in chronologisch absteigender Form und orientiert sich an den jeweiligen Autoren. Dargestellt sind also nicht die einzelnen Szenarien an sich sondern die Werke in denen sie beschrieben und diskutiert werden. Enthalten sind neben Szenarien auch einige Prognosen, wobei diese Differenzierung von den Autoren nicht immer explizit gemacht wird. Zu jeder Literaturquelle ist die jeweilige räumliche sektorale und zeitliche Abdeckung der dort behandelten Szenarien und Prognosen angegeben. In den Abschnitten 4 und 5 des vorliegenden Papiers werden die unterschiedlichen Prognosen und Szenarien noch detaillierter vorgestellt und diskutiert.

3. Zielmarken aus dem politischen Raum

Die deutsche Klimaschutz- und Energiepolitik ist geprägt von den im März 2007 beschlossenen, als ‚historisch‘ apostrophierten Zielsetzungen der Europäischen Union und dem im August 2007 in Meseberg beschlossenen, als ‚ambitioniert‘ bezeichneten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung. Danach verpflichtet sich die EU ohne jede Einschränkung zu einer, gemessen am Niveau von 1990, mindestens 20 %-igen Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2020, die noch auf 30 % angehoben werden soll, wenn sich andere Länder zu vergleichbaren bzw. ihren Fähigkeiten angemessenen Emissionssenkungen verpflichten. In einem weiteren Schritt bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen der Industrieländer nach dem Willen der EU sogar um 60 bis 80 % gegenüber 1990 gesenkt werden, damit dann weltweit insgesamt eine Reduktion um 50 % realisiert werden kann. Umgelegt auf die einzelnen Mitgliedsstaaten errechnet sich daraus für Deutschland bis 2020 eine überdurchschnittliche Treibhausgasemissionssenkungsverpflichtung von 40 % im Vergleich zum Bezugsjahr 1990. Als Beitrag der erneuerbaren Energien zu diesen Zielen sollen ihre Anteile am Primärenergieverbrauch bis 2020 in Deutschland auf 16 %, EU-weit auf 20 % ansteigen.¹² Zur Erreichung der gesetzten Ziele hat das Bundeskabinett ein Maßnahmenprogramm mit 29 Eckpunkten verabschiedet, das durch eine Reihe entsprechender Rechtsetzungsvorhaben in zwei Schritten (Dezember 2007, Mai 2008) konkretisiert worden ist.¹³

In der nachstehenden *Abbildung 1* ist rein schematisch, d.h. ohne Rückgriff auf etwaige oder tatsächlich zwischenstaatlich vereinbarte regionale Quoten, die räumliche Disaggregation des Oberziels ‚globale Minimierung der CO₂-Emissionen‘ dargestellt. Im Zentrum der Abbildung

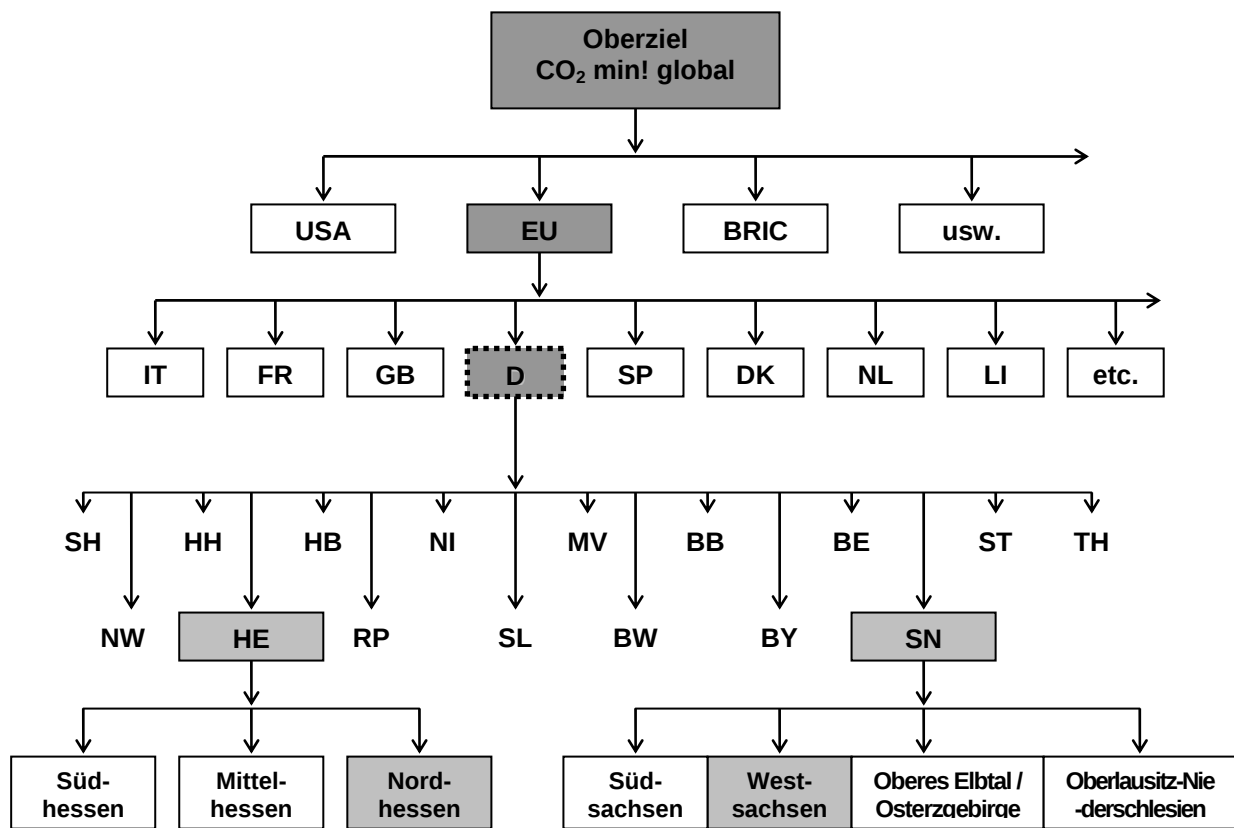
¹¹ Ebd., 100.

¹² Hintergrundpapier des BMU vom April 2007: „Klimaagenda 2020: Der Umbau der Industriegesellschaft“, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_klimaagenda.pdf

¹³ Hintergrundpapier des BMU vom Dezember 2007: „Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung“, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf

stehen die Europäische Union (EU) und Deutschland (D), die sich bereits unilateral zu konkreten CO₂-Reduktionsmengen verpflichtet haben. Die weitere Verzweigung der Abbildung in Bundesländer und Planungsregionen soll andeuten, dass die Festlegung eines Ziels auf nationaler Ebene („20 % weniger CO₂-Emissionen bis 2020“) nicht automatisch heißen muss, dass alle Teilräume dieses Ziel 1:1 übernehmen müssen, sondern dass die Erreichung des nationalen Oberziels mit teils räumlich unterschiedlichen Zielquoten möglich ist. Regionalisierte Teilziele könnten z.B. sinnvoll sein, wenn einzelne Bundesländer und/oder Planungsregionen besondere Klimaschutzpotentiale oder komparative Kostenvorteile aufweisen. Allein für das Gebiet Deutschlands müsste das nationale Klimaziel auf 16 Bundesländer herunter gebrochen werden und dann noch einmal in jedem Bundesland auf eine Reihe von – z.B. in Hessen auf drei und in Sachsen auf vier – Planungsregionen.

Abbildung 1: Schema der raumorientierten Splittung des globalen CO₂-Minderungsziels

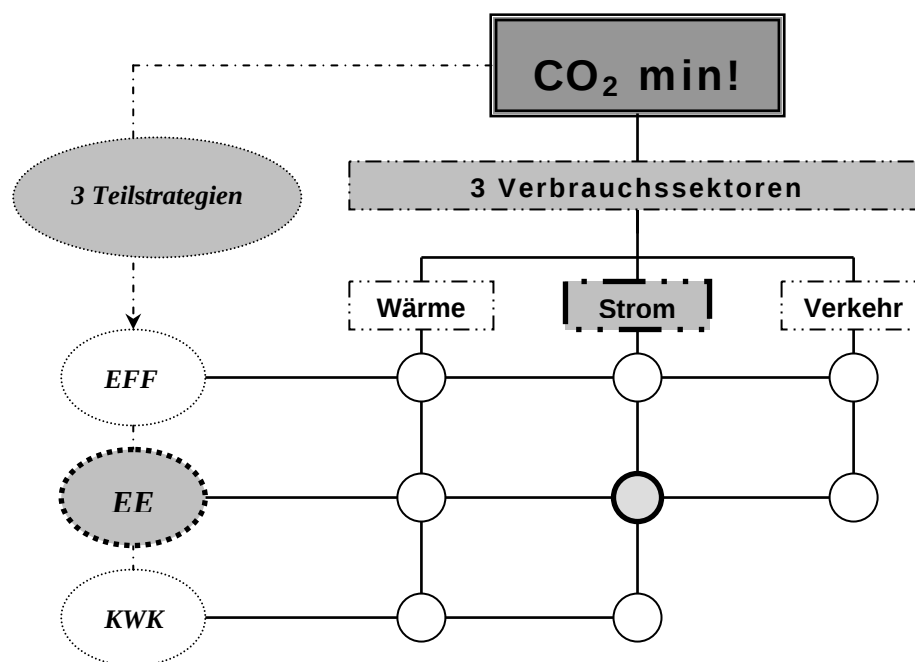


Quelle: Eigene Darstellung, die für das FlächEn-Projekt relevanten Felder sind grau schattiert.

Die im vorigen Absatz aufgeworfene Frage stellt sich nicht nur räumlich sondern auch sektoral und maßnahmenstrategisch. *Abbildung 2* zeigt als allgemeines Schema der Klimaschutzpolitik die drei Sektoraggregate des Energieverbrauchs und drei Teilstrategien zur Reduzierung der CO₂-Emissionen. Die Teilstrategien EE (Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Ener-

gien) und EFF (Energieeinsparung und Effizienzsteigerung bei Erzeugung, Verteilung und Einsatz von Energie) sind in allen drei Sektoren einsetzbar, die Teilstrategie KWK (Mehrein-
satz von Kraft-Wärme- bzw. Kraft-Kälte-Kopplung) ist nur für die Sektoren Strom und Wä-
rme geeignet, nicht jedoch für den Verkehrssektor. Da die Bundesregierung ihre klimapoliti-
schen Ziele nur national definiert und keine regionalisierten sektoralen Teilziele vorgibt, ist
das Oberziel ‚20 % weniger CO₂-Emissionen bis 2020‘ also auf unterschiedlichen Pfaden er-
reichbar. Für die politischen Akteure auf der Bundes- und Landesebene, die für die Umset-
zung der Zielvorgaben in konkrete Maßnahmen Sorge tragen, stellt sich somit ein Disaggre-
gationsproblem. So steht zwar fest, dass die Windkraft als erneuerbare Energiequelle einen
wichtigen Beitrag für die Zielerreichung leisten muss, es ist aber zunächst völlig unklar wie
hoch beispielsweise die Windenergiequote am Stromverbrauch Hessens oder Sachsens sein
muss, damit das Oberziel für Deutschland insgesamt erreicht werden kann. Einige Bundeslän-
der setzen sich allerdings, z.T. unabhängig von der EU- und Bundesebene, eigene klima- und
energiepolitische Ziele.¹⁴

Abbildung 2: Sektoren und Strategien der CO₂-Minderungspolitik

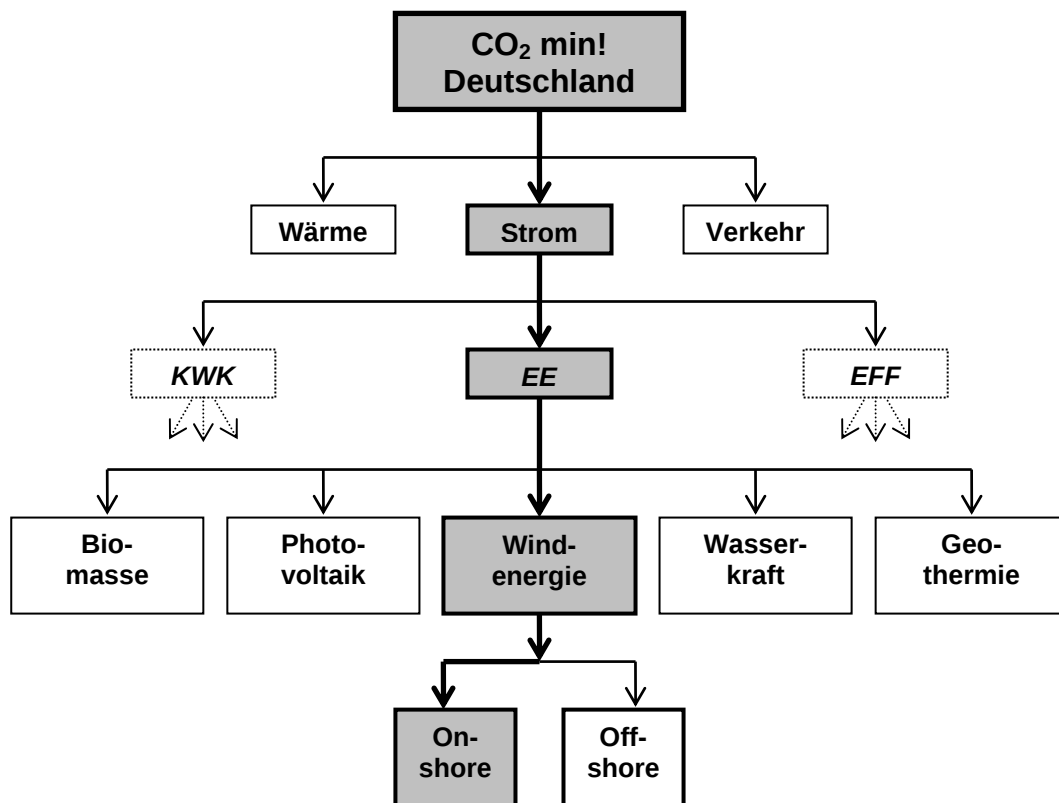


Quelle: Eigene Darstellung; hervorgehoben sind erneuerbare Energien im Stromsektor als Fokus des FlächEn-Projekts.

¹⁴ Vgl. z.B. das „Energieprogramm Sachsen 2007 – Entwurf 31. Januar 2007“, 25, wonach mittelfristig ein Windenergieanteil von 10 % am Stromverbrauch „möglich“ ist, http://www.smwa.sachsen.de/set/431/entwurf_energieprogramm_2007.pdf; das „Klimaschutzprogramm Sachsen“ (http://www.smul.sachsen.de/umwelt/download/klima/klimaschutzprogramm_sachsen.pdf) von 2001, 21, zur Senkung des CO₂-Ausstoßes bis 2010 um 2,5 Mio. t oder den „Energiebericht Hessen, Teil 1“ von 2006, 15, zur Erreichung eines 15 %-Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (ohne Verkehrssektor) in Hessen bis 2015, http://www.wirtschaft.hessen.de/irj/zentral_Internet?rid=zentral_15/zentral_Internet/nav/3a9/3a95072f-a961-6401-e76c-d1505eb31b65,54e092d7-b400-9013-3e2d-c44e9169fccd,22222222-2222-2222-2222-222222222222,22222222-2222-2222-2222-222222222222,11111111-2222-3333-4444-100000005006.htm&uid=3a95072f-a961-6401-e76c-d1505eb31b65.

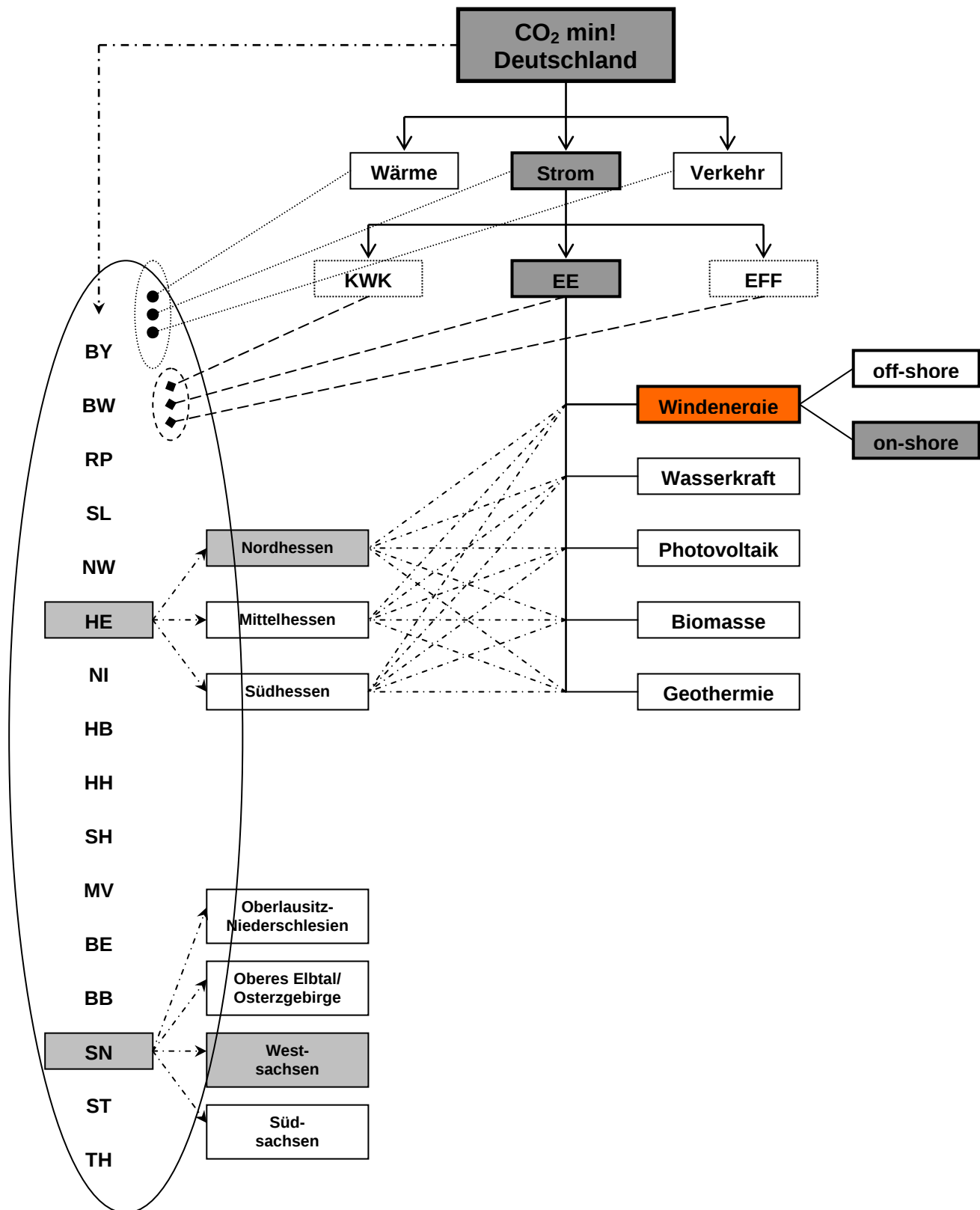
Wie in *Abbildung 3* skizziert, könnte das nationale Oberziel z.B. im ersten Schritt nach Sektoren disaggregiert und danach im zweiten Schritt innerhalb der drei Sektoren nach Zielbeiträgen der drei Teilstrategien gesplittet werden. Innerhalb der Teilstrategien müsste ebenfalls differenziert werden. So stellt sich bei den erneuerbaren Energien die Frage nach den Anteilen von Sonne, Wasser, Wind, Biomasse und Geothermie, dabei innerhalb der Windenergie noch einmal unterteilt nach on-shore und off-shore. Die umgekehrte Vorgehensweise, also zuerst die maßnahmenstrategische und darauf folgend die sektorale Zielbeitragsaufteilung wäre allerdings genauso gut denkbar. In beiden Fällen würde sich dann außerdem noch eine räumliche Disaggregation anschließen müssen. Man könnte sich aber auch vorstellen, dass in einem föderalen Aushandlungsprozess individuelle CO₂-Reduktionszielvorgaben für die 16 Bundesländer vereinbart werden und diese dann frei sind bei der Wahl in welchen Sektoren mit welchen Teilstrategien welche Teilziele erbracht werden sollen. Die ganze Komplexität des Disaggregationsproblems zeigt sich dann erst bei einer Überlagerung von sektoraler, maßnahmenstrategischer und räumlicher CO₂-Minderungspolitik, wie in *Abbildung 4* angedeutet.

Abbildung 3: Schema der maßnahmenstrategischen Splittung des CO₂-Minderungsziels im Stromsektor



Quelle: Eigene Darstellung; der graue Pfad *Strom* → *EE* → *Windenergie* → *On-shore* steht im Fokus des FlächEn-Projekts.

Abbildung 4: Schema der Überlagerung von sektoraler, maßnahmenstrategischer und räumlicher CO₂-Minderungs politik



Quelle: Eigene Darstellung; in grau hervorgehobene Felder markieren den Fokus des FlächEn-Projekts.

4. Singuläre Prognosen spezialisierter Windenergieforschungsinstitute

Die für diesen Review insgesamt gesichtete Literatur unterscheidet nicht durchweg sauber zwischen Prognose und Szenario. Einige Quellen enthalten beide Kategorien nebeneinander und vermischen sie z.T. auch. Mitunter fungieren die in manchen Quellen enthaltenen Prognosen auch als Grundlage für die Szenarienentwicklung in anderen Quellen. Letzteres trifft auch auf einschlägige Prognosen zur weiteren Entwicklung der Windenergie zu, die von spezialisierten Forschungsinstituten erstellt worden sind. Dazu zählen z.B. die DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut – in Wilhelmshaven und die Deutsche WindGuard GmbH in Varel. Prognosen von beiden Instituten werden in den folgenden Unterabschnitten vorgestellt.

4.1 DEWI-Prognosen zur Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Das DEWI hat im Auftrag des BMU in den Jahren 2001 und 2002 ein zweigeteiltes Gutachten zum weiteren Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz erstellt.¹⁵ Darin wurde die Entwicklung in den Sparten Onshore, Repowering und Offshore für den Zeitraum bis 2030 prognostiziert. Danach „[...] ist zu erwarten, dass der jährliche Ausbau [...] weiter vorangeht, wenngleich das momentane Tempo mittelfristig nicht gehalten werden kann. Ab etwa 2003 ist eine Sättigung des Marktes zu erwarten [...] [zumal] die Offshore-Entwicklung die zu erwartende Abschwächung des Onshore-Absatzes in den kommenden Jahren voraussichtlich [noch] nicht auffangen kann. Es ist vielmehr damit zu rechnen, dass die Offshore-Windenergienutzung vor den deutschen Küsten noch Zeit benötigt, bis die politischen und technischen Voraussetzungen geschaffen sind. Der für 2002 erwartete Absatz kann somit voraussichtlich erst in der nächsten Dekade wieder erreicht bzw. überschritten werden, wenn nach der Marktsättigung im Onshore-Bereich durch Repowering und die Offshore-Windenergienutzung eine entsprechende Nachfrage entstanden ist. [...] eine Obergrenze des Onshore-Ausbaus [könnte] bei etwa 20.000 – 25.000 MW installierter Windenergieleistung liegen. Der genaue Wert wird dabei nicht nur von der Flächenverfügbarkeit, sondern auch von der Aufnahmefähigkeit der elektrischen Netze abhängen. Spätestens ab dem Jahre 2010 wird der weitere Ausbau der Windenergie in Deutschland voraussichtlich nur noch im Meer erfolgen.“¹⁶ Tabelle 2 zeigt die von DEWI prognostizierten Werte in einer zusammenfassenden Übersicht.

Tabelle 2: Prognose der bis 2030 in Deutschland installierten Windenergiekapazität nach DEWI

Prognosejahr /-quelle	Onshore	Offshore	Gesamt
2006 DEWI 2002	18.800 MW	200 MW	19.000 MW
2010 DEWI 2002	20.000 MW	2.000 MW	22.000 MW
2030 DEWI 2001 verhalten optim.	17.000 MW	20.000 MW	37.000 MW
2030 DEWI 2001 sehr optimistisch	18.000 MW	24.000 MW	42.000 MW
2030 DEWI 2002	21.000 MW	26.000 MW	47.000 MW

Quelle: Eigene Darstellung nach DEWI 2001 und DEWI 2002.

¹⁵ Im Folgenden als DEWI 2001 bzw. DEWI 2002 zitiert.

¹⁶ DEWI 2002, 15f. und 18.

Auffällig an den Zahlen in *Tabelle 2* sind die großen Unterschiede in den Prognosen für das Jahr 2030. Während das DEWI-Gutachten von 2001 noch einen (auf 5.000 MW bezifferten) Unterschied zwischen ‚optimistisch verhaltener‘ und ‚sehr optimistischer‘ Prognose macht, verzichtet das DEWI-Gutachten von 2002 auf eine solche Differenzierung und übertrifft in seiner Erwartung die schon als ‚sehr optimistisch‘ bezeichnete Prognosevariante von 2001 nochmals um weitere 5.000 MW installierter Kapazität. Dabei werden in den beiden Sparten Onshore (+ 3.000 MW) und Offshore (+ 2.000 MW) annähernd gleich höhere Zuwächse erwartet. Es bleibt aber fraglich worauf sich dieser nochmals gesteigerte Optimismus in den nur eineinhalb Jahren, die zwischen beiden Gutachten liegen, stützen kann. Dies gilt insbesondere für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land, den beide Gutachten an sich deutlich defensiver einschätzen als denjenigen vor der Küste. Eine explizite plausible Begründung gibt das Gutachten dafür nicht. Implizit scheint es so zu sein, dass das DEWI das Repowering-Potential an Land im November 2002 deutlich höher eingeschätzt hat als noch im April 2001. Dies ist auch insoweit bemerkenswert als das Repowering-Potential im Gutachten von 2001 sehr viel differenzierter und ausführlicher dargestellt ist als im Gutachten von 2002.¹⁷

So stellte das DEWI 2001 zum Repowering folgendes fest: „Nach 2005 wird eine deutliche Reduktion der neuen Aufstellungszahlen an Land erwartet. Die dargestellte weitere Zunahme basiert im wesentlichen durch das Ersetzen von alten WEA durch leistungsstärkere, neue WEA (Repowering). Hierbei kann nicht davon ausgegangen werden, dass an jedem Standort einer alten WEA eine neu, leistungsstärkere WEA errichtet wird. Vielmehr sollte und dies liegt auch im Interesse der Gemeinden vorort die Situation genutzt werden, um einen Umbau der Windparklandschaft vor allem in den Küstenbereichen zu erreichen. Alte, kleine Einzelanlagen könnten dann durch die Errichtung größerer Windparks ersetzt werden und damit der visuelle Eindruck der Landschaft lediglich durch einige größere Windparks geprägt werden.“

¹⁸ 2002 hieß es ergänzend: „Der dadurch erreichte Leistungszuwachs hängt von den Rahmenbedingungen an den jeweiligen Standorten ab und ergibt sich im Wesentlichen aus einer höheren realisierten Nabenhöhe. Zudem ist zu beachten, dass je nach geometrischer Windparkkonfiguration eine starke Schwankung des installierten Leistungszuwachses möglich ist.“¹⁹

Demnach ist der durch Repowering erzielbare Leistungszuwachs umso größer, je niedriger die Nabenhöhe der zu deinstallierenden WEA in Relation zur Nabenhöhe der an ihrer Stelle neu zu installierenden WEA ist. Da die Nabenhöhen im Zuge des technischen Fortschritts im Zeitablauf immer größer geworden sind, dürfte die Nabenhöhen- und ergo Leistungsdifferenz bei den ältesten, d.h. in den 80er Jahren errichteten WEA am größten und bei den jüngeren, seit Ende der 90er Jahre aufgestellten, deutlich geringer sein. Um zu einer möglichst genauen Abschätzung des gesamten Repowering-Potentials zu kommen hat das DEWI-Gutachten von 2001 deshalb alle in Deutschland errichteten Onshore-WEA nach Leistungsklassen geordnet. Danach gibt es 2.225 ältere WEA mit einer Kapazität von jeweils unter 400 kW, bei denen die installierte Leistung durch Repowering um den Faktor 5 gesteigert werden könnte. Bei den 4.913 WEA jüngeren Baujahrs mit einer Kapazität zwischen 400 und 750 kW würde sich die installierte Leistung durch Repowering dagegen nur noch um den Faktor 2 erhöhen lassen.²⁰

¹⁷ DEWI 2001, 101ff. und DEWI 2002, 17f.

¹⁸ DEWI 2001, 102.

¹⁹ DEWI 2002, 18.

²⁰ DEWI 2001, 103.

4.2 WindGuard-Prognosen des Repowering von Windenergieanlagen in Deutschland

Die Deutsche WINDGUARD GmbH hat im Jahr 2005 im Auftrag der Windenergieagentur Bremen/Bremerhaven eine Potentialanalyse mit verschiedenen Prognosevarianten speziell zum Repowering von Windenergieanlagen erstellt.²¹ Das Gutachten beschränkt sich auf die drei Küstenbundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein und unterscheidet zwei Attribute (planungsrechtlicher Status der Standorte, Nabenhöhe) mit je zwei Ausprägungen, woraus sich insgesamt vier Varianten ergeben: „Ersatz von Einzelanlagen und von WEA in Vorranggebieten als erste Variante und Ersatz nur von Windparks in Vorranggebieten als zweite grundlegende Variante. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die vor 1996 errichteten Einzelanlagen nicht in Eignungsgebieten für die Windenergienutzung stehen und somit ein Repowering am gleichen Standort [...] auszuschließen ist. Bei der Variante, bei der ein Ersatz der Einzelanlagen berücksichtigt wird, müssten die entsprechenden Landkreise somit neue Eignungsgebiete für das Repowering ausweisen und hierdurch den Betreibern der alten Einzelanlagen die Möglichkeit bieten, durch den Bau neuer leistungsstärkerer WEA in den neuen Vorranggebieten den Abbau der Einzelanlagen zu kompensieren. [...] Für beide Prognosen wurden zwei Annahmen getroffen: Der Ersatz [...] bei gleichbleibender Nabenhöhe und [...] mit größerer Nabenhöhe, die zwischen 80 m und 100 m liegt.“²²

„Nicht berücksichtigt ist bei den nachfolgenden Prognosen der Einfluss der Änderung von Abstandregelungen von Windparks zu besiedelten Gebieten. Auf Landesebene wurden sowohl in Niedersachsen als auch in Schleswig-Holstein neue Abstandsempfehlungen eingeführt. Die Verantwortung für die Umsetzung dieser Abstandsempfehlungen liegt derzeit bei den entsprechenden Genehmigungsbehörden der Landkreise. [...] [Ihre Umsetzung würde] bestehende Eignungsgebiete in ihrer Nutzung stark beschränken, da bei einem Repowering neue Standorte [...] eben diese neuen Abstandsregelungen aufweisen müssten. [...] an einigen Beispielen wurde der Einfluss von Abstandsempfehlungen betrachtet. [...] Hierbei ergab sich, dass bei Windparks mit 9 bis 15 WEA durch die neue Abstandsempfehlung des Landes Niedersachsen [Mindestabstand zur Wohnbebauung von 1000 m] eine Reduzierung der Anlagenzahl von ca. 50 bis 70 % eintreten würde. Bei Windparks mit 5 bis 8 WEA würde eine Reduzierung der Anlagenzahl von ca. 80 bis 100 % eintreten. [...] Da die Auswirkungen von Abstandsempfehlungen [...] nicht untersucht werden konnten, handelt es sich bei den nachfolgenden Prognosen um relativ optimistische Szenarien, die nur das technische Potenzial wiedergeben und den Einfluss von Höhenbeschränkungen berücksichtigen. Welche Bedingungen Genehmigungsbehörden an die Umsetzung von Repowering-Projekten stellen, wird entscheidend den Umfang und die zeitliche Verteilung des Repowering beeinflussen.“²³

Neben den oben erwähnten Differenzierungen nach Nabenhöhe und planungsrechtlichem Status arbeitet WINDGUARD auch noch mit zwei unterschiedlichen zeitlichen Verteilungsmustern des Repowering, d.h. Annahmen über den jeweiligen Anteil zu ersetzender WEA zu drei verschiedenen Zeitpunkten. Danach werden auf der Basis von Wirtschaftlichkeitsüberlungen 10 % der WEA in beiden Fällen bereits nach 10 Betriebsjahren ersetzt. Im weiteren Verlauf divergieren dann die beiden Ansätze, d.h. nach 15 Betriebsjahren werden 30 % (Ansatz 1)

²¹ Im Folgenden als WindGuard 2005 zitiert.

²² WindGuard 2005, 14.

²³ Ebd., 14f.

bzw. 50 % (Ansatz 2) der WEA ersetzt und nach 20 Betriebsjahren 60 % (Ansatz 1) bzw. 40 % (Ansatz 2). Da sowohl aus verschiedenen Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen als auch aus Umfragen in den Küstenlandkreisen Niedersachsens und Schleswig-Holsteins hervorgeht, dass ein umfassendes Repowering eher später als früher einsetzen dürfte, stützen sich die realistischen Prognosen von WINDGUARD auf das zeitliche Verteilungsmuster nach Ansatz 1.²⁴

„Bei der Variante IA [Ersatz von Einzelanlagen und WEA in Windparks mit steigender Nabenhöhe] wird für das Repowering von Anlagen, die vor 1996 errichtet wurden ein Leistungszuwachs um den Faktor 3,0 veranschlagt, entsprechend der Repowering-Regelung im EEG. Danach sinkt der Leistungszuwachs rapide ab [bis auf den Faktor 1,2 für ab 2005 errichtete WEA], da die durchschnittlich installierte Leistung je Anlage deutlich zunimmt und damit bei einem Repowering ein immer geringerer Leistungszuwachs möglich wird. Bei der Variante IB [Ersatz von Einzelanlagen und WEA in Windparks mit gleichbleibender Nabenhöhe] [...] [ist] Für sehr alte Anlagen [...] noch eine Leistungssteigerung zu erzielen. Je größer die durchschnittlich installierte Leistung der alten Anlagen jedoch wird, umso geringer fällt der Leistungszuwachs bei gleichbleibender Nabenhöhe aus. [Repowering-Faktor 1,2 für WEA vor 1996 errichtet und 1,1 für WEA zwischen 1997 und 2004 errichtet] Für in Zukunft errichtete Anlagen wird bei der Variante IB von keinerlei Leistungszuwachs ausgegangen. [...] Die jährlich installierte Leistung durch das Repowering liegt bei steigender Nabenhöhe ca. 60 % über den prognostizierten Werten bei gleichbleibender Nabenhöhe. Während in der ersten Variante die jährlich installierte Leistung aus Repowering im Jahr 2009 über 500 kW liegt, wird in der zweiten Variante bei gleichbleibender Nabenhöhe erst im Jahr 2012 eine installierte Leistung von mehr als 500 kW erreicht.“²⁵

„Da die Bereitschaft der Genehmigungsbehörden für ein Repowering von WEA, die nicht in Eignungsgebieten der Windenergienutzung errichtet wurden, derzeit gering ist [...] [hat WINDGUARD auch] das technische Potenzial untersucht ohne WEA außerhalb von Eignungsgebieten zu berücksichtigen. Grundsätzlich werden wiederum zwei Varianten betrachtet. [...] bei steigender Nabenhöhe und bei gleicher Nabenhöhe (Variante IIA und IIB). Hinsichtlich der Leistungssteigerung [...] [gelten die gleichen Repowering-Faktoren wie für IA + IB] [...] wiederum [gilt dann,] dass bei steigender Nabenhöhe die jährliche installierte Leistung um ca. 60 % über dem Wert bei gleichbleibender Nabenhöhe liegt. Insgesamt liegt das technische Potenzial aber deutlich unter [...] [den für die Varianten IA und IB prognostizierten Ergebnissen]. Eine jährlich installierte Leistung über 500 kW wird bei steigender Nabenhöhe erst im Jahr 2011 erreicht, bei gleichbleibender Nabenhöhe erst im Jahr 2014. [...]“²⁶ Außer der installierten Kapazität hat WINDGUARD auch die Auswirkung des Repowering auf den Jahresenergieertrag in durchschnittlichen Windjahren prognostiziert. Bei den Varianten mit unveränderten Nabenhöhen (IB, IIB) sind kaum welche spürbar. Bei steigenden Nabenhöhen können dagegen pro Jahr zusätzliche Energieerträge in Höhe von 21,5 TWh (Variante IA) bzw. 14,7 TWh (Variante IIA) erwartet werden.²⁷

²⁴ Ebd., 16.

²⁵ Ebd., 17.

²⁶ Ebd., 19.

²⁷ Ebd., 23.

4.3 Gegenüberstellung von Prognosen für den EEG-Erfahrungsbericht 2007

Im Zuge der Vorbereitung und Begleitung des Erfahrungsberichtes 2007 zum Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hat die Deutsche WINDGUARD GmbH im Auftrag des BMU das Kapitel zur Windenergie bearbeitet und darin verschiedene Prognosen zum weiteren Ausbau der Windenergie gegenübergestellt.²⁸ WINDGUARD wiederholt hier zunächst die Einschätzung aus früheren Prognosen (vgl. Unterabschnitte 4.1, 4.2), wonach die Errichtung von WEA an neuen Standorten deutlich zurückgehen wird: „Da die so genannten Vorrangflächen zur Windenergienutzung zunehmend mit Anlagen bebaut sind, und die Privilegierung für WEA im Außenbereich aufgrund der Ausweisung von Vorrangflächen in den meisten Regionen nicht mehr gilt, sinkt das noch zur Verfügung stehende Flächenpotenzial stark ab. Umso wichtiger ist [...] Repowering.“²⁹ Bei den für den EEG-Erfahrungsbericht berücksichtigten, in den *Tabellen 3, 4 und 5* gegenübergestellten, Prognosen (die der Bericht z.T. nicht ganz treffend als Szenarien bezeichnet, vgl. Abschnitt 2 zur Terminologie) handelt es sich um aktuellere als die in den Unterabschnitten 4.1 und 4.2 bereits skizzierten Prognosen.

Tabelle 3: Vergleich von Prognosen der installierten Onshore-Windenergieleistung in Deutschland

Prognosejahr	DEWI 2005 für dena-Netzstudie	dena-Fachbeirat 2005	WindGuard 2005 steigende Nabenhöhe	WindGuard 2005 gleiche Nabenhöhe
2007	22.388 MW	21.768 MW	20.750 MW	20.660 MW
2010	26.043 MW	24.347 MW	23.755 MW	23.235 MW
2015	30.145 MW	26.185 MW	25.890 MW	23.730 MW
2020	33.600 MW	27.854 MW	27.270 MW	22.270 MW

Quelle: WindGuard 2007, 214.

Die DEWI-Prognose der Onshore-Windenergieentwicklung für die DENA-Netzstudie erwartet von allen vier verglichenen Prognosevarianten die deutlich positivste Entwicklung und wird in ihrem Optimismus zumindest für das (inzwischen bereits abgelaufene) Prognosejahr 2007 bestätigt. Die am 31.12.2007 tatsächlich bereits an Land installierten 22.247 MW liegen nur um 141 MW unter der DEWI-Prognose.³⁰ Für das Jahr 2020 rechnet das DEWI mit 33,6 GW installierter Onshore-Windenergieleistung. Die mit 27,8 GW für 2020 weniger optimistische Prognose des DENA-Fachbeirats ergibt sich durch einen im Vergleich zur DEWI-Prognose höher angesetzten Flächenbedarf je MW. Ähnlich prognostiziert WINDGUARD für 2020 im Fall steigender Nabenhöhe. Deutlich pessimistischer fällt dagegen die Prognose unter der Annahme unveränderter Nabenhöhe aus (22,3 GW für 2020). Sie wurde auf der Basis sehr ungünstiger Randbedingungen für das Repowering kalkuliert und geht sogar davon aus, dass mehr WEA-Kapazität ab- als zugebaut wird.³¹ Die optimistischste Prognose der 2020 installierten Onshore-Kapazität liegt damit um 50 % über der pessimistischsten (vgl. *Tabelle 3*).

²⁸ Im Folgenden als WindGuard 2007 zitiert.

²⁹ WindGuard 2007, 214.

³⁰ Vgl. BWE (2008): <http://www.wind-energie.de/de/statistiken/datenblatt-2007> vom 23.01.2008.

³¹ WindGuard 2007, 214.

Wie schon im Onshore-Segment wurden für den Offshore-Bereich (*Tabelle 4*) zum einen wiederum die DEWI-Prognose für die DENA-Netzstudie und die Einschätzung des DENA-Fachbeirats berücksichtigt, die jedoch nur für die frühen Prognosejahre voneinander abweichen. Für 2015 und 2020 haben beide dagegen identische Erwartungen und rechnen zum Ende des Prognosezeitraums mit 20,3 GW. Neben diesen beiden Prognosen wurden zum Vergleich zwei weitere Prognosen von WINDGUARD herangezogen, die eine optimistische und eine pessimistische zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung widerspiegeln. Dabei liegt aber selbst die optimistischere Erwartung von WINDGUARD bereits sehr deutlich unter der DEWI- bzw. DENA-Prognose. Beide WINDGUARD-Prognosen gehen von einem späteren Einsetzen und langsameren Aufbau der Offshore-Windenergiekapazitäten aus, wobei dies nochmals stärker in der pessimistischeren Variante zum Ausdruck kommt, vor allem in den beiden frühen Prognosejahren. Am Ende des Prognosezeitraums liegen die Offshore-Erwartungen von WINDGUARD um 25 bzw. 40 % unter den beiden übrigen verglichenen Prognosen.

Tabelle 4: Vergleich von Prognosen der installierten Offshore-Windenergieleistung in Deutschland

Prognosejahr	DEWI 2005 für die DENA-Netzstudie	DENA-Fachbeirat 2005	WindGuard 2005 „optimistisch“	WindGuard 2005 „pessimistisch“
2007	476 MW	651 MW	150 MW	11 MW
2010	4.382 MW	5.439 MW	2.050 MW	1.100 MW
2015	9.793 MW	9.793 MW	7.200 MW	5.000 MW
2020	20.358 MW	20.358 MW	15.000 MW	12.000 MW

Quelle: WindGuard 2007, 215.

Die folgende *Tabelle 5* fasst nochmals die Prognosevarianten des EEG-Erfahrungsberichts für die Onshore- und Offshore-Windenergieentwicklung bis 2020 in der Addition zusammen. Danach ist für 2020 im ungünstigsten Fall (pessimistische Prognosevariante von WINDGUARD) mit mindestens 34 GW installierter Windenergieleistung in Deutschland zu rechnen. Günstigstenfalls könnten maximal sogar fast 54 GW möglich sein (DEWI-Prognose für die DENA-Netzstudie). Realistischer erscheinen die beiden mittleren, zwischen 42 und 48 MW liegenden Prognosevarianten, so dass für 2020 ein Wert um 45 GW wohl am wahrscheinlichsten ist.

Tabelle 5: Vergleich von Prognosen der insgesamt in Deutschland installierten Windenergieleistung

Prognosejahr	DEWI 2005 für dena-Netzstudie	dena-Fachbeirat 2005	WindGuard 2005 „optimistisch“	WindGuard 2005 „pessimistisch“
2007	22.864 MW	22.419 MW	20.900 MW	20.671 MW
2010	30.425 MW	29.786 MW	25.805 MW	24.335 MW
2015	39.938 MW	35.978 MW	33.090 MW	28.730 MW
2020	53.958 MW	48.212 MW	42.270 MW	34.270 MW

Quelle: Eigene Darstellung nach WindGuard 2007, 214f.

5. Windenergieentwicklung als Bestandteil komplexer Szenarien

Aus der Fülle klima- und energiepolitischer Szenarien werden in diesem Abschnitt diejenigen näher vorgestellt, die einen konkreten Bezug zur Windenergieentwicklung in Deutschland bzw. in den Bundesländern Hessen und Sachsen aufweisen, wo sich die beiden Untersuchungsregionen des FlächEn-Projekts befinden. Ausgangspunkt der Erläuterungen ist die Synopse aus *Tabelle 1* im zweiten Abschnitt. Die ausgewählten Szenarien werden in verschiedenen Unterabschnitten behandelt, die nach der räumlichen Abdeckung gegliedert sind. Den Anfang machen einige Szenarien auf globaler bzw. europäischer Ebene (Unterabschnitt 5.1). Bei den darauf folgenden, auf Deutschland begrenzten Szenarien wird zwischen den für die Windenergie besonders prägenden Szenarien der dena-Netzstudie 2005 (Unterabschnitt 5.2), einem größeren Cluster von wechselseitig aufeinander Bezug nehmenden bzw. häufig, z.B. auch in der Leitstudie 2007, zitierten Szenarien für die erneuerbaren Energien insgesamt (Unterabschnitt 5.3), sowie einigen solitär stehenden Szenarien (Unterabschnitt 5.4) differenziert. Unterabschnitt 5.5 skizziert schließlich energiepolitische Szenariovarianten für Sachsen.

5.1 Europäische und globale Szenarien

Für die in diesem Unterabschnitt vorgestellten Szenarien werden vier Quellen zitiert. Bei der ersten handelt es sich um so genannte ‚Fact Sheets‘ über erneuerbare Energien, die das IFEU – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH im Auftrag des BMU zusammengestellt hat.³² Darin enthalten ist auch ein Abschnitt über Szenarien der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa bis zum Jahr 2020. Vorangestellt wird die Zielmarke der Europäischen Union entsprechend der ‚EU Road Map‘, die bis 2020 u.a. eine Steigerung des EU-weiten Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 34 % für möglich hält, wovon ca. ein Drittel auf die Windenergie entfällt.³³ Anschließend entwickelt IFEU jedoch keine eigenen Szenarien sondern zitiert in knapper Form verschiedene Szenariovarianten der Generaldirektion Energie und Transport (DG Tren) der Europäischen Kommission sowie Szenarien der International Energy Agency (IEA) und von Greenpeace.

Am unteren Ende der Erwartungen steht das *Baseline-Szenario* der DG Tren. Es geht für 2020 von einem 8,6 %-Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) insgesamt und einem 17,4 %-Anteil im Stromsektor der EU aus. Demgegenüber sieht die optimistischste Szenariovariante der EU (*Combined high renewables and efficiency case*) den EE-Anteil 2020 in der Addition aller Verbrauchssektoren bereits bei 20 % und im Stromsektor sogar bei 43 %, also schon fast die Hälfte. Mit Abstand noch optimistischer ist das *EnergyRevolution-Szenario* von Greenpeace das selbst einen EE-Anteil von 48 % am Primärenergiebedarf und von 80 % an der Stromerzeugung Europas nicht für ausgeschlossen hält – doch erst im Jahr 2050 (für 2020 gibt es keine Angaben). Schätzungen für 2030 enthalten die Szenarien der IEA, allerdings für den im Vergleich zur EU größeren OECD-Raum. Die IEA rechnet danach in ihrem *Alternative Policy Scenario* für 2030 mit einem EE-Stromerzeugungsanteil von OECD-weit 22,5 %, der im *Beyond Alternative Policy Scenario* nochmals um 6 %-Punkte zulegt.³⁴

³² Im Folgenden als IFEU 2007 zitiert.

³³ IFEU 2007, 25.

³⁴ Ebd.

In den drei übrigen hier zitierten Quellen werden globale Energieszenarien entwickelt bzw. beschrieben. REDLINGER, ANDERSEN und MORTHORST stellen zunächst zwei Mitte der 1990er Jahre entworfene Szenarien des World Energy Council (WEC) über die Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2020 vor.³⁵ Das ‚*current policies*‘ Szenario schreibt die existierenden allgemeinen ökonomischen und technologischen Trends fort, während das ‚*ecologically driven*‘ Szenario bei Annahme gleicher ökonomischer Trends zusätzlich von starken politischen Anstrengungen für internationale Gerechtigkeit und Umweltschutz ausgeht. Vorausgesetzt werden insbesondere Maßnahmen zur Beschränkung der CO₂-Emissionen und die Erhebung von Umweltsteuern. Beide Szenarien treffen explizite Aussagen über die Entwicklung der installierten Windenergieleistung als auch der Gesteungskosten des Windstroms. Für die Periode von 1990 bis 2010 operiert das erste Szenario mit Kostensenkungen von 15 %, das zweite Szenario mit 30 % in dieser und weiteren 10 % in der Periode von 2010 bis 2020, alles moderate Annahmen im Vergleich mit der bis dato schon eingetretenen Kostensenkung. Die weltweit kumulierte installierte Windenergieleistung und der damit erzeugte Windstrom sind 2020 im ‚*ecologically driven*‘ Szenario 2,5 mal so hoch wie im ‚*current policies*‘ Szenario (474 GW mit 967 TWh gegenüber 180 GW mit 376 TWh). Der Windenergieanteil an der weltweiten Stromnachfrage beträgt im ersten Fall 4,8 %, im zweiten 1,5 %.³⁶

Des Weiteren stellen REDLINGER ET AL. Szenarien des dänischen Unternehmens BTM Consult aus dem Jahr 1998 vor, in denen die Möglichkeit abgeschätzt wird, ob 10 % der weltweiten jährlichen Stromnachfrage mit Windenergie abgedeckt werden können und wann dieses Ziel gegebenenfalls erreicht werden könnte. BTM Consult hat dazu ein ‚*recent trends*‘ Szenario und ein ‚*international agreements*‘ Szenario entworfen. Das erste beschreibt eine optimistische business-as-usual Entwicklung mit weiterer Liberalisierung der Strommärkte, verstärktem Technologietransfer in Entwicklungsländer, Abnahme des Windstroms durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu festen Preisen und kontinuierlicher Ausbreitung der positiven Erfahrungen mit der Windenergie von den bis dato führenden Ländern wie Dänemark und Deutschland in andere Länder. Das zweite Szenario nimmt neben den allgemeinen Annahmen des ersten noch an, dass internationale Vereinbarungen der Staatengemeinschaft der Windenergieentwicklung einen zusätzlichen Schub geben werden. Insbesondere wird unterstellt, dass die Unterzeichnerstaaten des Kyoto-Protokolls bindende Verpflichtungen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen eingehen, Emissionshandels- und Joint-Implementation-Modelle einführen und mehr Geld für Forschung und Entwicklung bereitstellen werden. Ausgangspunkt beider Szenarien ist die Annahme einer kumulierten installierten Windenergieleistung von 20 GW weltweit im Jahr 2020. Die Zielmarke eines 10 %-igen Windstromanteils korrespondiert dabei mit einem jährlichen Windenergieoutput von etwa 2.000 TWh im Jahr 2020 bzw. einer global installierten Kapazität von 900 GW. Im ‚*international agreements*‘ Szenario wird diese Marke schon 2016-17 erreicht, im ‚*recent trends*‘ Szenario dagegen erst 2025-26. In beiden Szenarien wird die Windenergie ökonomisch voll konkurrenzfähig.³⁷

³⁵ Im Folgenden zitiert als Redlinger et al. 2002.

³⁶ Redlinger et al. 2002, 26-29.

³⁷ Ebd., 29-32.

Der GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC) und GREENPEACE International haben im Jahr 2006 den ‚Global Wind Outlook‘ mit drei Szenarien bis 2030 und 2050 vorgestellt.³⁸ Das eher konservative ‚Reference‘ Szenario basiert auf Projektionen der IEA über das Wachstum der erneuerbaren Energien bis 2030 mit einer Verlängerung bis 2050 anhand weiterer Annahmen aus einer Studie der Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR). Das ‚Moderate‘ Szenario berücksichtigt darüber hinaus alle weltweit bereits eingeleiteten oder in Planung befindlichen Politikmaßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien. Es geht zudem davon aus, dass die von zahlreichen Ländern sich selbst gesetzten Ziele für den Ausbau der Windenergie bzw. der erneuerbaren Energien insgesamt erreicht werden, und dass sich entsprechende Erfolge europäischer Länder auf globaler Ebene wiederholen lassen. Noch ambitionierter ist das ‚Advanced‘ Szenario. Es nimmt an, dass alle im ‚Global Wind Energy Outlook‘ vorgeschlagenen Politikoptionen zugunsten erneuerbarer Energien tatsächlich ausgewählt und von den politisch Verantwortlichen auch durchgesetzt werden. Im nächsten Schritt wurden alle drei Szenarien für zwei alternative Varianten der Entwicklung der globalen Elektrizitätsnachfrage durchgerechnet. Die konservative ‚Reference‘ Projektion geht von einer annähernden Verdopplung zwischen 2003 und 2030 bzw. fast einer Verdreifachung bis 2050 aus. Die auf verstärktes Energiesparen und weitere technische Effizienzverbesserungen setzende ‚High Efficiency‘ Projektion geht dagegen von einer nur 30 %-igen Steigerung bis 2030 aus, die für 2050 prognostizierte Nachfrage liegt fast 40 % unter der ersten Projektion.³⁹

Die Ergebnisse für das ‚Reference‘ Szenario sehen den Windenergieanteil am globalen Stromverbrauch bei Zugrundelegung der ‚High Efficiency‘ Projektion im Jahr 2030 bei 5 % und 2050 bei 6,6 %. Dies korrespondiert mit einer weltweit installierten Windenergiekapazität von 230 GW in 2020, 364 GW in 2030 und 577 GW in 2050. Unter dem ‚Moderate‘ Szenario würde der Windstromanteil im Jahr 2030 schon 15,5 % und 2050 dann 17,7 % betragen. Der damit einhergehende Aufbau der installierten Windenergiekapazität würde über 560 GW im Jahr 2020 und 1.129 GW in 2030 bis zum Jahr 2050 ein Niveau von 1.557 GW erreichen, d.h. knapp das Dreifache des ‚Reference‘ Szenarios. Bei einer Entwicklung wie im ‚Advanced‘ Szenario beschrieben, würde die weltweit installierte Windenergiekapazität noch wesentlich schneller zulegen, auf 1.073 GW bis 2020, auf 2.110 GW bis 2030 und dann im Jahr 2050 mit 3.010 GW sogar fünfmal so hoch als im ‚Reference‘ Szenario sein. Dabei würde die Windenergie Anteile von 29,1 % (2030) bzw. 34,2 % (2050) am weltweiten Stromverbrauch erreichen, d.h. mehr als ein Drittel – wohlgedenkt unter den Annahmen der ‚High Efficiency‘ Projektion und bei Einsatz technisch ausgereifter Speichertechnologien. Bei regionalisierter Betrachtung dominiert im ‚Reference‘ Szenario Europa mit 51 % Marktanteil in 2030 vor den USA mit 26 % und China mit 7 %. In den beiden anderen Szenarien verschieben sich dagegen die Anteile zugunsten aufstrebender neuer Märkte außerhalb Europas.⁴⁰ Zu den technischen Annahmen aller drei Szenarien gehört die Erhöhung der Durchschnittskapazität pro WEA von 1,2 MW in 2005 bis auf 2 MW in 2013, eine Zunahme darüber hinaus wird nicht erwartet. Überdies gehen alle drei Szenarien von einer Zunahme der äquivalenten Volllaststunden um 25 % im globalen Mittel bis 2036 sowie von deutlich geringeren Gestehungskosten aus.⁴¹

³⁸ Im Folgenden als GWEC/Greenpeace 2006 zitiert.

³⁹ GWEC/Greenpeace 2006, 37f.

⁴⁰ Ebd., 38-41.

⁴¹ Ebd., 43-45.

Als vierte Quelle wird an dieser Stelle der auf dem „Prinzip der normativen Setzung von Leitplanken“ beruhende „Ansatz zur Ableitung eines exemplarischen Transformationspfades“ für eine Energiewende zur Nachhaltigkeit zitiert, den der WISSENSCHAFTLICHE BEIRAT DER BUNDESREGIERUNG GLOBALE UMWELTVERÄNDERUNGEN (WBGU) verfolgt.⁴² Der WBGU stützt sich dabei auf zwei vom International Panel on Climate Change (IPCC) entwickelten Szenariogruppen, zum einen so genannte SRES-Szenarien⁴³ ohne klimapolitische Maßnahmen als Referenzszenarien, zum anderen daraus weiterentwickelte Post-SRES-Szenarien als Klimaschutzszenarien des IPCC. „Die insgesamt 40 Szenarien wurden in vier Familien gruppiert. Alle Szenarien einer Familie haben eine charakteristische ‚Geschichte‘ (storyline), also eine Beschreibung der Beziehungen zwischen Einflussfaktoren und ihrer Entwicklung. Die vier Familien lassen sich vereinfacht in zwei Dimensionen unterscheiden: Die erste Dimension unterscheidet eine Welt mit starker Ausrichtung auf Wirtschaftswachstum (A) von einer Welt, die auf Nachhaltigkeit ausgerichtet ist (B). In der B-Welt werden umweltpolitische Maßnahmen etwa zur Luftreinhaltung berücksichtigt, nicht jedoch Maßnahmen, die spezifisch auf den Klimaschutz ausgerichtet sind (beispielsweise CO₂-Steuern). Die zweite Dimension erlaubt die Unterscheidung zwischen [...] zunehmender ökonomischer Konvergenz und sozialer und kultureller Interaktion zwischen den Regionen (Globalisierung, 1) von einer Welt mit stärkerer Betonung regionaler Unterschiede und lokaler Lösungen (Regionalisierung, 2). Es ergeben sich vier Szenariofamilien: A1 (Hohes Wachstum), B1 (Globale Nachhaltigkeit), A2 (Regionalisierte Wirtschaftsentwicklung), B2 (Regionale Nachhaltigkeit).“⁴⁴

Aus der so umschriebenen Menge von insgesamt 40 alternativen IPCC-Szenarien suchte der WBGU „ein Szenario [...] das bezüglich der Wandelbarkeit seiner Strukturen hin zu weniger energieintensiven Produkten und Dienstleistungen konservativ ist. Wenn die Transformation zur Nachhaltigkeit an so einem Bezugsszenario demonstriert werden kann, dann gilt der Nachweis auch für Szenarien, die hinsichtlich dieser Strukturen weniger konservativ sind.“⁴⁵ Mit diesem Suchkriterium fiel die Wahl des WBGU auf das Post-SRES-Szenario A1T-450, wobei das Kürzel ‚A1T‘ für eine Szenarienunterfamilie mit forcierter Entwicklung nicht fossiler Energieträger steht und der Zusatz ‚450‘ für eine Stabilisierung der CO₂-Konzentration der Atmosphäre auf 450 ppm.⁴⁶ Allerdings zeigte sich, dass auch das A1T-450-Szenario ohne verschiedene Modifikationen nicht mit allen vom WBGU definierten Leitplanken verträglich ist. Es setzt z.B. zu stark auf Kernenergie und Biomasse und verletzt damit die Risikoleitplanke und die ökologischen Leitplanken. Bei mittlerer Klimasensitivität wird zudem die Klimaschutzleitplanke nicht eingehalten.⁴⁷ Die daraufhin vom WBGU vorgenommene, entscheidende Modifikation ist ein weltweit sehr viel massiverer Ausbau der Windenergie. „Bis 2020 wird ein jährliches Wachstum von 26 % angesetzt (Verzehnfachung pro Dekade), das dann abflacht. [...] Der Endausbau auf 135 EJ pro Jahr liegt aber dennoch deutlich unter dem [...] abgeleiteten technischen Potenzial der Windenergie.“⁴⁸

⁴² WBGU 2003, 103.

⁴³ Das Akronym SRES steht für „Special Report on Emission Scenarios“, ebd., 104.

⁴⁴ Ebd., 106.

⁴⁵ Ebd., 103.

⁴⁶ Ebd., 109f. und 114.

⁴⁷ Ebd., 134.

⁴⁸ Ebd., 135.

5.2 Szenarien der dena-Netzstudie 2005 für Deutschland

Im Jahr 2005 legte ein Konsortium aus Forschungsinstituten und Netzbetreibern im Auftrag der Deutschen Netzagentur GmbH (dena) eine Studie mit dem Titel „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ vor.⁴⁹ Die Studie versteht sich als Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland mit dem Ziel die weiterhin zu erwartenden großen Mengenzuwächse an Windstrom aufnehmen und transportieren zu können. Sie gliedert sich in drei Teile, der erste Teil beschreibt Szenarien des Windenergieausbaus und anderer erneuerbarer Energien, der zweite Teil untersucht den dafür erforderlichen Ausbau des Stromnetzes einschließlich einer Kostenschätzung, der dritte Teil schließlich untersucht die resultierenden Auswirkungen auf den Kraftwerkspark, vor allem im Hinblick auf die vorzuhaltende Regel- und Reserveenergie. Für die im ersten Teil beschriebenen Szenarien trifft die weiter oben bereits getroffene Feststellung zu, dass in der Literatur nicht immer sauber zwischen Prognose und Szenario differenziert wird. Obwohl dieser Teil der Studie als Ganzes mit Szenarien überschrieben ist, ebenso wie einzelne Kapitel und Unterkapitel, ist im Text meistens von Prognosen die Rede. Ausweislich des dort beschriebenen Vorgehens erscheint es insgesamt zutreffender von ‚mit Elementen der Szenariotechnik angereicherten Prognosen‘ zu sprechen.⁵⁰

Verantwortlich für den Szenarienteil der dena-Netzstudie ist der Konsortialpartner DEWI. „Die DEWI-Prognose bis 2020 basiert darauf, dass die stärkere Nutzung der Windenergie im Sinne der energiepolitischen Zielorientierung der Bundesregierung auf politischer und administrativer Ebene uneingeschränkt unterstützt und durch die Schaffung positiver Rahmenbedingungen gefördert wird.“⁵¹ Abgeschätzt werden die drei Segmente Onshore, Offshore und Repowering. Die Prognose des Windenergieausbaus an Land gründet sich auf einer „[...] umfassende[n] Erhebung zu den ausgewiesenen Eignungsflächen in den Landkreisen und Planungsregionen in Deutschland [...] Die [...] installierbare Leistung wird auf Basis eines mittleren Flächenbedarfs von 7 Hektar pro Megawatt [...] bestimmt. Unter Berücksichtigung des WEA-Bestands zum Jahresende 2003 lässt sich somit das [...] verbleibende Restpotenzial ermitteln. [...] Das ermittelte (Flächen-)Potenzial für die Windenergienutzung wird für das [...] Szenario pauschal um 20 % reduziert, bereits bekannte konkrete Planungen werden dabei jedoch gesondert berücksichtigt. Die Reduktion [...] wird vorgenommen, um den verschiedenen einschränkenden Einflüssen Rechnung zu tragen, die einer vollständigen Nutzung der verfügbaren Eignungsflächen entgegenstehen. Zu nennen sind hier [...]:

- die fortlaufende Degression der Einspeisevergütung um jährlich 2 % [...]
- die Verschärfung der Abstandsregelungen [...] in einigen Bundesländern
- die Planungsunsicherheit [...] sowie [...] (z.B. lokale Akzeptanzprobleme).“⁵²

⁴⁹ Im Folgenden als dena-Netzstudie 2005 zitiert. Zum Konsortium gehörten das Deutsche Windenergie-Institut GmbH (DEWI), das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI), die E.ON Netz GmbH, die RWE Transportnetz Strom GmbH und die Vattenfall Europe Transmission GmbH in Berlin.

⁵⁰ Illustrativ sind z.B. die Vorbemerkung zu Teil 1 und der Einstieg in Kapitel 2, dena-Netzstudie 2005, 1, 40.

⁵¹ dena-Netzstudie 2005, 1.

⁵² Ebd., 40.

Für die Prognose des Repowering-Potenzials hat das DEWI eine Unterteilung der WEA nach dem Jahr der Inbetriebnahme vorgenommen (vor bzw. nach 1998). „Hintergrund dafür ist [...] dass erst [...] 1998 eine Planungssicherheit für die Nutzung des Anlagenstandorts geschaffen wurde [...] Anlagen, die vor In-Kraft-Treten der BauGB-Novelle errichtet wurden, kommen deshalb in vielen Fällen nicht für das Repowering in Betracht, da sie außerhalb von ausgewiesenen Eignungsflächen stehen. Für WEA, die vor 1998 errichtet wurden, wird angenommen, dass 1/3 des Bestands ‚repowert‘ wird und zwar je zur Hälfte nach 12 und nach 15 Jahren. Dabei wird [...] im Mittel eine Verdreifachung der Leistung erreicht [...] Der Rest des Altbestands wird nicht gesondert berücksichtigt, in der Annahme, dass die nicht ersetzten WEA vor dem Abbau länger als 20 Jahre betrieben werden und teilweise ggf. ein Repowering ohne Leistungszuwachs erfolgt. Für WEA, die ab 1998 errichtet wurden, wird angenommen, dass sämtliche Anlagen ‚repowert‘ werden und zwar je 1/3 des Bestands nach 12, 15 und 20 Jahren. Hintergrund für diesen Ansatz ist die Annahme, dass das Repowering erwogen wird nach Ablauf des Finanzierungszeitraums (und nach Absenkung der EEG-Vergütung), bei einem zu erwartendem Anstieg des Reparaturbedarfs nach langer Betriebszeit sowie nach Ablauf der vorgesehenen Betriebsdauer. [...] durch die Installation größerer WEA [wird] eine optimierte Flächennutzung erreicht [...] Es wird deshalb ein verringerter Flächenbedarf von 5 ha/MW [...] für alle Repowering-WEA angenommen. Aus diesem Ansatz ergibt sich im Mittel ein Leistungszuwachs um 40 %, d.h. 1 MW installierte Leistung wird durch 1,4 MW repowert.“⁵³

Tabelle 6: Prognose des Windenergieausbaus in Deutschland nach DEWI-Szenario für die dena (kumuliert)

Prognose-jahr	Onshore – WEA-Neu-installationen	Onshore – Repowering (Zuwachs)	Onshore – Gesamt	Offshore	Gesamt: Onshore plus Offshore
2007	21.620 MW	768 MW	22.388 MW	476 MW	22.864 MW
2010	24.540 MW	1.503 MW	26.043 MW	4.382 MW	30.426 MW
2015	26.544 MW	3.601 MW	30.145 MW	9.793 MW	39.938 MW
2020	26.544 MW	7.056 MW	33.600 MW	20.358 MW	53.958 MW

Quelle: Leicht veränderte Darstellung nach dena-Netzstudie 2005, 46, Tabelle 2-1. Dieselben Werte sind auch Bestandteil der Tabellen 3, 4 und 5 in Unterabschnitt 4.3

In *Tabelle 6* ist die aus den oben beschriebenen Annahmen resultierende Gesamtprognose des DEWI dargestellt.⁵⁴ Einige dieser Annahmen wurden allerdings von einem die Studie begleitenden Fachbeirat nicht geteilt und stattdessen durch eigene ersetzt. So sieht der dena-Fachbeirat u.a. zwar den gleichen Offshore-Ausbaustand wie das DEWI für 2020 voraus, jedoch bei zügigerem Kapazitätsaufbau bis 2010. Für den hier vorliegenden Review noch interessanter sind die folgenden, vom DEWI abweichenden Annahmen des dena-Fachbeirats zur Onshore-Windenergie. Im Unterschied zu den übrigen Bundesländern geht er für Niedersachsen und Brandenburg mit 10 ha/MW von einem erhöhten Flächenbedarf aus. Und bei den nach 1998 installierten WEA nimmt er an, dass jeweils die Hälfte des Bestands nach 15 und 20 Jahren mit dem niedrigeren Faktor von 1,2 repowert wird. Der dena-Fachbeirat rechnet hier also

⁵³ Ebd., 41.

⁵⁴ Auf die Darstellung der Offshore-Prognosegrundlagen, ebd., 42, kann an dieser Stelle verzichtet werden.

im Gegensatz zu dem vom DEWI erwarteten 40 %-igen Leistungszuwachs durch Repowering nur noch mit 20 %.⁵⁵ Die veränderten Annahmen führen zu der in *Tabelle 7* wiedergegebenen Gesamtprognose des dena-Fachbeirats. Bezogen auf das Ende des Prognosezeitraums im Jahr 2020 liegen die Erwartungen des dena-Fachbeirats damit um 5,7 GW bzw. 10 % unter denen des DEWI. Von diesen Einbußen entfallen ca. 3,5 GW auf das Repowering und 3,2 GW auf die Entwicklung neuer Standorte an Land. Da das DEWI aber weiterhin an seinen Annahmen festhält⁵⁶, existieren in der dena-Netzstudie quasi zwei Szenarien/Prognosen nebeneinander.

Tabelle 7: Prognose des Windenergieausbaus in Deutschland gemäß dena-Fachbeirat (kumuliert)

Prognose-jahr	Onshore – WEA-Neu-installationen	Onshore – Repowering (Zuwachs)	Onshore – Gesamt	Offshore	Gesamt: Onshore plus Offshore
2007	21.264 MW	504 MW	21.768 MW	651 MW	22.419 MW
2010	23.264 MW	1.083 MW	24.347 MW	5.439 MW	29.786 MW
2015	24.386 MW	1.799 MW	26.185 MW	9.793 MW	35.978 MW
2020	24.386 MW	3.468 MW	27.854 MW	20.358 MW	48.212 MW

Quelle: Leicht veränderte Darstellung nach dena-Netzstudie 2005, 56, Tabelle 2-3. Dieselben Werte sind auch Bestandteil der Tabellen 3, 4 und 5 in Unterabschnitt 4.3

Neben der aggregierten Betrachtung auf Bundesebene unternimmt die dena-Netzstudie als einzige der in *Tabelle 1* aufgelisteten Quellen auch den Versuch einer regionalisierten Prognose des Onshore-Windenergieausbaus für alle 13 (Flächen-)Bundesländer. Entsprechend der unterschiedlichen Annahmen des DEWI und des dena-Fachbeirats kommt es dabei auch auf der Länderebene wieder zu abweichenden Einschätzungen. Die Berechnungen auf Basis der Annahmen des DEWI sind in der nachstehenden *Tabelle 8* wiedergegeben. Die Darstellung zeigt nicht nur das Potenzial in den einzelnen Bundesländern auf. Darüber hinaus werden auch die Potenziale in den vier großräumigen geographischen Zonen ‚Küste‘, ‚Binnenland Nord‘, ‚Binnenland Mitte‘ und ‚Binnenland Süd‘ ausgewiesen, die jeweils zwei bis fünf Bundesländer umfassen. In der Spalte ‚Ausbaupotenzial‘ ist jeweils die auf den von Landkreisen und Planungsregionen ausgewiesenen WEA-Eignungsflächen insgesamt installierbare Leistung bei einem Flächenbedarf von 7 ha/MW angegeben. Das Ausbaupotenzial abzüglich Bestand zum Jahresende 2003 ergibt das Anfang 2004 noch freie Restpotenzial pro Bundesland bzw. Zone, das sowohl in absoluten (MW) als auch in relativen (%) Werten dargestellt wird. Die nächste Spalte zeigt dann den Anteil, den die einzelnen Bundesländer bzw. Zonen am gesamten Restpotenzial Deutschlands haben. Die letzte Spalte gibt schließlich noch die in den Ländern vorhandenen Repowering-Potenziale an. Besonders augenfällig ist, dass allein zwei Drittel des noch freien Potenzials im ‚Binnenland Nord‘ verortet werden und die Zonen ‚Binnenland Mitte‘ und ‚Binnenland Süd‘ offenbar nur sehr wenig Eignungsflächen ausgewiesen haben. Nicht überraschend liegen die größten Repowering-Potenziale in den Küsten- und Windkraftpionierländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Die vom DEWI abweichenden Einschätzungen des dena-Fachbeirats zum Restpotenzial für WEA-Neuinstallationen und zum Repowering-Potenzial der Bundesländer sind in *Tabelle 9* dargestellt. Zu erwähnen

⁵⁵ Ebd., 46.

⁵⁶ Ebd., 47.

ist noch, dass die Addition der regionalisierten Zahlenwerte der *Tabellen 8 bzw. 9*, dort ausgewiesen in der Zeile ‚Summe Deutschland‘, nicht mit den aggregierten Prognosen der *Tabellen 6 bzw. 7* übereinstimmt. Diese Diskrepanz wird in der dena-Netzstudie nur z.T. aufgeklärt.

Tabelle 8: Onshore-Ausbaupotenzial der Windenergie in den Ländern nach DEWI-Szenario für die dena

Bundesland	Ausbaupotenzial (MW)	Bestand Ende 2003 (MW)	Freies Potenzial (MW)	Noch freier Anteil (%)	Anteil am freien Potenzial (%)	Repowering-potenzial (MW)
Schleswig-Holstein	2.327	2.007	320	13,7 %	2,2 %	950
Niedersachsen	5.462	3.921	1.541	28,2 %	10,7 %	1.800
Mecklenburg-Vorpommern	1.724	927	797	46,2 %	5,5 %	477
Summe Küste	9.513	6.855	2.658	27,9 %	18,4 %	3.227
Nordrhein-Westfalen	5.522	1.822	3.700	67,0 %	25,6 %	1.013
Sachsen-Anhalt	3.920	1.631	2.289	58,4 %	15,9 %	716
Brandenburg	5.421	1.806	3.615	66,7 %	25,0 %	1.063
Summe Binnenland Nord	14.863	5.259	9.604	64,6 %	66,5 %	2.792
Rheinland-Pfalz	932	601	331	35,5 %	2,3 %	280
Saarland	113	35	78	69,1 %	0,5 %	23
Hessen	860	348	512	59,5 %	3,6 %	203
Thüringen	687	426	261	37,9 %	1,8 %	208
Sachsen	883	614	269	30,5 %	1,9 %	299
Summe Binnenland Mitte	3.475	2.024	1.451	41,8 %	10,1 %	1.013
Baden-Württemberg	581	209	372	64,0 %	2,6 %	108
Bayern	542	189	353	65,2 %	2,4 %	99
Summe Binnenland Süd	1.123	398	725	64,6 %	5,0 %	207
Summe Deutschland	28.974	14.536	14.438	49,8 %	100 %	7.239

Quelle: Modifizierte und um Additionsfehler berichtigte Darstellung nach dena-Netzstudie 2005, 11, Tabelle 1-2.

Tabelle 9: Onshore-Ausbaupotenzial der Windenergie in den Ländern bis 2020 gemäß dena-Fachbeirat

Bundesland	Restpotenzial für Neuinstallationen	Repowering (Zuwachs)	Summe 2020
Schleswig-Holstein	334 MW	609 MW	943 MW
Niedersachsen	562 MW	853 MW	1.415 MW
Mecklenburg-Vorpommern	672 MW	229 MW	901 MW
Summe Küste	1.568 MW	1.691 MW	3.259 MW
Nordrhein-Westfalen	2.985 MW	451 MW	3.436 MW
Sachsen-Anhalt	1.907 MW	285 MW	2.192 MW
Brandenburg	1.590 MW	349 MW	1.939 MW
Summe Binnenland Nord	6.482 MW	1.085 MW	7.567 MW
Rheinland-Pfalz	268 MW	131 MW	399 MW
Saarland	63 MW	10 MW	73 MW
Hessen	409 MW	122 MW	531 MW
Thüringen	202 MW	91 MW	293 MW
Sachsen	260 MW	159 MW	419 MW
Summe Binnenland Mitte	1.202 MW	513 MW	1.715 MW
Baden-Württemberg	299 MW	46 MW	345 MW
Bayern	282 MW	41 MW	323 MW
Summe Binnenland Süd	581 MW	87 MW	668 MW
Summe Deutschland	9.833 MW	3.376 MW	13.209 MW

Quelle: Modifizierte Darstellung nach dena-Netzstudie 2005, 48, Abbildung 2-7.

5.3 Szenarien im Kontext der Leitstudie 2007 für Deutschland

In diesem Unterabschnitt wird ein Cluster von Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland vorgestellt, die in der Literatur besonders präsent sind. Zitiert werden im folgenden vier Quellen, in denen diese Szenarien entweder entwickelt, an veränderte Ausgangslagen angepasst, diskutiert oder auch bloß referiert und dabei jeweils in unterschiedlichen Konstellationen einander gegenübergestellt werden. Die jüngste dieser Quellen ist die im Auftrag des BMU von JOACHIM NITSCH in Zusammenarbeit mit dem DLR erstellte „Leitstudie 2007. Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050.“⁵⁷ Da der Autor bzw. das DLR auch noch an zwei weiteren hier zitierten Studien mitgewirkt haben, ist an dieser Stelle zusammenfassend von Szenarien im Kontext der Leitstudie 2007 die Rede. Es handelt sich dabei zum einen um die ebenfalls im Auftrag des BMU vom Konsortium DLR, ifeu und WI im Jahr 2004 vorgelegte Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“.⁵⁸ Das zweite Gutachten, wieder im Auftrag des BMU, wurde 2005 erstellt von einem Konsortium aus DLR, ZSW, WI und WZ NRW unter dem Titel „Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz“.⁵⁹ Die vierte Quelle, auf die außerdem noch Bezug genommen wird, ist das „Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007“ von FRITHJOF STAIR.⁶⁰

Gemeinsamer Ausgangspunkt des Szenarien-Clusters sind der Energiereport III und dessen Fortschreibung, der Energiereport IV, 1999 bzw. 2005 erstellt von der Prognos AG Basel und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI).⁶¹ In der Regel fungiert die in den Energiereports dargelegte **Energiewirtschaftliche Referenzprognose** in der hier zitierten Literatur, angepasst an die jeweils aktuelle Datenlage, als Vergleichs- und Bezugsbasis für die Einordnung der auf mehr Nachhaltigkeit orientierenden Alternativszenarien des Energiesektors: in der Leitstudie 2007 als Szenario REF 2005 bzw. Szenariovariante REF 2006 (höherer Ölpreis), im Ausbaugutachten 2005 als Szenario REF und in der ÖkolOptAusbaustudie 2004 als Szenario REFERENZ. „Diese Trendentwicklung schreibt den Status quo unter wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen fort, welche den heutigen Bedingungen vergleichbar sind. Für die Energiepolitik bedeutet dies weder eine bedeutende Ausweitung noch eine nennenswerte Kürzung bestehender Instrumente, sondern die Fortentwicklung der bereits eingeleiteten Maßnahmen: Die Energieeinsparverordnung wird der technischen Entwicklung entsprechend verschärft, die Ökosteuer wird beibehalten, Erneuerbare-Energien-Gesetz und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz gelten mindestens bis 2010. Die Kernenergienutzung läuft gemäß der Novelle des Atomgesetzes vom 14.12.2001 aus.“⁶²

⁵⁷ Im Folgenden als Leitstudie 2007 zitiert. Das Akronym DLR steht hier für Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik in Stuttgart.

⁵⁸ Im Folgenden zitiert als ÖkolOptAusbaustudie 2004. Das Akronym ifeu steht für das Institut für Energie- und Umweltforschung in Heidelberg, das Akronym WI für das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

⁵⁹ Des Weiteren zitiert als Ausbaugutachten 2005. Das Akronym ZSW steht für Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg in Stuttgart, das Akronym WZ NRW für Wissenschaftszentrum Nordrhein-Westfalen.

⁶⁰ Im Folgenden als Jahrbuch EE 2007 zitiert.

⁶¹ Auch die von der Enquete-Kommission ‚Nachhaltige Energieversorgung‘ des Deutschen Bundestages skizzierte Referenzentwicklung ist letztlich eine Fortschreibung des Energiereports III, Jahrbuch EE 2007, I-309.

⁶² Jahrbuch EE 2007, I-308f.

„In der Referenzentwicklung wird sich die Energieversorgung in Deutschland voraussichtlich folgendermaßen entwickeln: der Primärenergieverbrauch steigt bis 2010, nimmt danach jedoch deutlich ab. Durch Effizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, bei der Stromerzeugung und bei den übrigen Umwandlungssektoren sowie aufgrund der rückläufigen Bevölkerungszahlen ergibt sich bis 2050 eine Abnahme des Primärenergieverbrauchs um fast 20 % (auf 11.370 PJ) gegenüber dem Jahr 2000 (14.180 PJ [...]). Der Pro-Kopf-Verbrauch sinkt allerdings nur um knapp 3%. Auch der Endenergieverbrauch steigt bis 2010 (auf 9.700 PJ) und sinkt danach kontinuierlich ab. Im Jahr 2050 liegt er mit 8.200 PJ rund 11 % niedriger als im Jahr 2000. [...] Während der Bedarf an Wärme und Kraftstoff [...] ab 2010 insgesamt zurück geht [...] steigt der Stromverbrauch [...] von 527 TWh bis zum Jahr 2030 auf 570 TWh/a an. Bis 2050 bleibt er dann in etwa stabil (550 TWh/a), liegt damit aber immer noch 5 % über dem Wert von 2000. Diese Zunahme kompensiert deshalb teilweise den Rückgang des Primärenergieverbrauchs, der aufgrund von Effizienzverbesserungen stärker abnimmt als der Endenergieverbrauch. Auf der Bereitstellungsseite dominieren auch in der langfristigen Trendentwicklung fossile Energieträger den deutschen Energiemarkt. Bis 2050 werden lediglich 10,6 % des Primärenergiebedarfs durch EE bereitgestellt, vom Stromverbrauch allerdings 21 %. [...] Bis zum Jahr 2050 liegt die Reduktion der CO₂- sowie der gesamten Treibhausgasemissionen bei ca. 30 % gegenüber 1990 [...] wobei die gegenwärtigen Pro-Kopf-Emissionen von gut 10 t CO₂/a praktisch unverändert bleiben.“⁶³

Der skizzierten Referenzentwicklung sollen nun die einzelnen Alternativszenarien aus drei verschiedenen Quellen gegenübergestellt werden. Dazu werden diese Szenarien jeweils kurz in ihren wesentlichen Annahmen, Eckdaten und Ergebnissen beschrieben. Entsprechend der Zielsetzung des vorliegenden Reviews liegt dabei das Hauptaugenmerk auf Aussagen zur Entwicklung der Windenergie. Die in dieser Hinsicht weniger relevanten Szenarienmerkmale werden dagegen nur gestreift. Die Alternativszenarien sind im Einzelnen:

- in der ÖkolOptAusbaustudie 2004 zwei Szenarien in je zwei Varianten, BASIS I und II sowie NATURSCHUTZPLUS I und II,
- im Ausbaugutachten 2005 das Szenario WA (wahrscheinlicher Ausbau der erneuerbaren Energien) in den zwei Varianten OV (Obere Variante) und UV (Untere Variante), sowie dessen Einbindung in die ‚Gesamtszenarien‘ REF und EFF (Effizienz), wobei letzteres eine aktualisierte Version des Szenarios NATURSCHUTZPLUS II darstellt,
- in der Leitstudie 2007 das LEITSZENARIO 2006, das sich gleichfalls maßgeblich auf die Szenarien NATURSCHUTZPLUS I und II stützt und diese weiter entwickelt.

Die Beschreibung der Alternativszenarien beginnt mit der **ÖkolOptAusbaustudie 2004**, da die dort entwickelten Szenariovarianten NATURSCHUTZPLUS I und II von den Autoren des Ausbaugutachtens 2005 und der Leitstudie 2007 als Anknüpfungspunkt für weitere Modifikationen wieder aufgegriffen worden sind. In dieser Studie, die die Potenziale sämtlicher erneuerbaren Energieträger unter Berücksichtigung ihrer Naturverträglichkeit einschätzt, nimmt die Windenergie einen besonders prominenten Rang ein. Dabei lassen sich die Autoren von den folgenden Ausgangsüberlegungen leiten: „Die rein technischen Potenziale zur Nutzung erneu-

⁶³ Jahrbuch EE 2007, I-310f.

erbarer Energien werden nicht nur aus strukturellen Gründen (z.B. Konkurrenz um verfügbare Flächen, Abnehmerrestriktionen wie ungünstige Nachfragestrukturen oder zu aufwändige Wärmeversorgungen u. ä.) eingeschränkt, sondern auch durch Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes. Als Ausgangsbasis für die Szenarienanalyse wird [...] ein Mengengerüst für die Nutzungspotenziale erneuerbarer Energie entwickelt. Dabei werden zwei unterschiedliche Potenzial-Varianten definiert: Die Variante ‚BASIS‘ zeigt ein technisch-strukturell nutzbares Potenzial erneuerbarer Energien auf, das bereits wesentliche Belange des Naturschutzes (z.B. Ausschluss von Windparks in Naturschutzgebieten, Vorgaben des Gewässerschutzes bei der Wasserkraftnutzung u. ä.) berücksichtigt. Aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes kann aber auch dieses Potenzial nicht vollständig genutzt werden, da aufgrund kleinräumiger Bedingungen naturschutzfachliche Anforderungen an einzelnen Standorten nicht erfüllt werden können und diese damit für [...] erneuerbare Energien nicht zur Verfügung stehen. Um diese spezifischen Belange des Naturschutzes, die in der Regel während der Genehmigungsphase einzelner Anlagen [...] untersucht werden, auch bei der Entwicklung von Szenarien für das gesamte Energiesystem perspektivisch zu berücksichtigen [...] wird in der Variante ‚NATURSCHUTZPLUS‘ ein aus naturschutzfachlichen Gründen zusätzlich reduziertes Potenzial abgeleitet, das langfristig auch unter strengen naturschutzfachlichen Anforderungen für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Verfügung steht. Relevant sind diese zusätzlichen Restriktionen aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes insbesondere für die Nutzung der Biomasse, der Windenergie und – in geringerem Ausmaß – für die Wasserkraft.“⁶⁴

„Zur Beibehaltung der hohen Akzeptanz der erneuerbaren Energien sollte daher der Grundsatz gelten gegebenenfalls auf lokale Potenziale zu verzichten, wenn zu große Konflikte mit deren Ausnutzung verbunden sein sollten. Erleichtert wird diese Vorgehensweise durch die generell sehr großen Potenziale und die Ausweichmöglichkeiten auf erneuerbare Energiearten, die nur sehr wenig durch naturschützerische oder optische Auswirkungen betroffen sind, z.B. die Nutzung der Strahlungsenergie oder Erdwärme. Ein weiterer wesentlicher Gesichtspunkt [...] ist die stärkere Berücksichtigung auch der großräumigen Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien. [...] [Es ist] vielfach zweckmäßiger (und oft auch kostengünstiger), weiter entfernte Potenziale erneuerbarer Energien mit hoher Ergiebigkeit zu berücksichtigen (d.h. in bestehende oder sich weiterentwickelnde Versorgungsstrukturen einzubinden), als lokale Potenziale bis an die Grenzen ihrer Möglichkeiten auszunutzen. Die sich daraus ergebenden ‚Abhängigkeiten‘ dürften infolge der damit verknüpften wirtschaftlichen Wechselwirkungen eher positive Wirkungen haben. Außerdem ist eine weltweit starke Verbreitung erneuerbarer Energien ein wünschenswerter Effekt, der nicht – wie bei einigen anderen Technologien – durch Missbrauchsmöglichkeiten konterkariert werden kann.“⁶⁵

„[...] GIS-Analysen machen deutlich, dass das technische Potenzial der Windenergienutzung durch Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes zwar wie erwartet stark eingeschränkt wird, dass aber andererseits trotz strenger naturschutzfachlicher Anforderungen [...] noch ein beträchtliches Potenzial zum Ausbau der Windenergie zur Verfügung steht. [...] so erscheint die in der DEWI-Studie [...] genannte Obergrenze des Onshore-Ausbaus von 20.000 bis 25.000 MW installierter Windenergieleistung auch unter Naturschutzrestriktionen als realisierbar. [...] Aufgrund der aktuellen Marktentwicklung und der bis heute als Eignungsge-

⁶⁴ ÖkolOptAusbaustudie 2004, 156, Hervorhebungen in KAPITÄLCHEN durch den Verfasser.

⁶⁵ Ebd.

bierte ausgewiesenen Flächen geht man inzwischen davon aus, dass der Ausbau der Windenergienutzung an Land eine Größenordnung von bis zu 30.000 MW erreichen kann [...] Dieses Ausbaupotenzial wird hier für die Variante BASIS übernommen. Auch einem solchen Ausbau stehen die diskutierten Naturschutzkriterien nicht als limitierender Faktor gegenüber [...] Die im Rahmen des Repowering [...] zu installierende Kapazität dürfte wesentlich von der in den Flächennutzungsplänen festgelegten zulässigen maximalen Höhe der Anlagen abhängen.“⁶⁶

„Begrenzt wird „[...] die Windenergienutzung an Land nicht alleine durch Naturschutzbelange, sondern möglicherweise mehr noch durch Aspekte des Landschaftsschutzes und letztendlich durch die gesellschaftliche Akzeptanz [...] Eine belastbare Quantifizierung der daraus resultierenden Einschränkungen ist allerdings mit den zur Verfügung stehenden Verfahren kaum möglich. Bei der zurzeit in vielen Regionen laufenden Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung zeichnet es sich ab, dass die letztendlich für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen deutlich kleiner als die auch unter naturschutzfachlichen Restriktionen nutzbare Flächen sind. [...] Um die erhöhte gesellschaftliche Sensibilität gegenüber einem weiteren Ausbau der Windenergienutzung an Land [...] zu berücksichtigen, wird in der Variante NATURSCHUTZPLUS mit einem reduzierten Windenergiepotenzial gerechnet. Ausgehend von den [...] bis heute ausgewiesenen Eignungsflächen wird angenommen, dass zukünftig insgesamt rund *ein halbes Prozent der Fläche in Deutschland* für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen wird, wobei die Anteile in den Küstenregionen größer und im Binnenland deutlich kleiner sind. Je nach Anlagengröße liegt damit das Ausbaupotenzial bei etwa 20.000 bis 25.000 MW. Es handelt sich dabei ausdrücklich um eine ‚weiche‘ Potenzialgrenze, die nicht primär aus naturschutzfachlichen Belangen abgeleitet ist und vor allem auch langfristig die soziale Akzeptanz der Windenergienutzung sicherstellen soll. [...] so dass langfristig die installierte Leistung an Land unter 20.000 bis 25.000 MW liegt.“⁶⁷

Vorstehende, die Aspekte des Naturschutzes, des Landschaftsbildes und der gesellschaftlichen Akzeptanz einbeziehende Überlegungen zur zukünftigen Onshore-Windenergienutzung haben entsprechend Eingang gefunden in die Szenarienkonzeption der ÖkolOptAusbaustudie 2004 zur Entwicklung des gesamten Energiesektors. Dabei werden jeweils drei zentrale politische Strategieelemente in unterschiedlicher Gewichtung miteinander verbunden: 1. die „deutliche Steigerung der Energieproduktivität“, 2. die „gezielte Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung“ und 3. der „konsequente Auf- und Ausbau aller erneuerbaren Energiequellen“.⁶⁸ Die Auswirkungen der verschiedenen, damit konstruierten Ausbaustrategien stellt die ÖkolOptAusbaustudie 2004 in vier Szenariovarianten dar. Dabei werden eine Reihe weiterer, die Windenergie aber nicht direkt betreffende Randbedingungen eingeführt, auf deren nähere Erläuterung deshalb an dieser Stelle verzichtet werden kann. Der wesentliche Faktor für die Differenzierung der Szenarien BASIS und NATURSCHUTZPLUS in die Untervarianten I und II sind unterschiedliche Entwicklungspfade für die Biomassenutzung. Die Nutzung der Windenergie an Land unterscheidet sich dagegen in den Untervarianten I und II gar nicht, sondern nur in den beiden jeweiligen Hauptszenarien.⁶⁹ Die unter diesen Voraussetzungen errechneten Eckdaten der Szenariovarianten zur Windenergienutzung zeigt *Tabelle 10* (Angaben in TWh/a).

⁶⁶ Ebd., 157.

⁶⁷ Ebd., 157f., *kursive* Hervorhebungen sowie Hervorhebungen in KAPITÄLCHEN durch den Verfasser.

⁶⁸ Ebd., 171.

⁶⁹ Ebd., 177f.

Tabelle 10: Alternative Szenarien der Stromerzeugung durch Windenergie im Jahr 2050 in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ (2004)

Szenarien für 2050	Onshore	Offshore direkt*	Offshore indirekt*	Gesamt
<i>Zum Vergleich: Ist-Werte 2002</i>	<i>17,2 TWh/a</i>	<i>0,0 TWh/a</i>	<i>./.</i>	<i>17,2 TWh/a</i>
REFERENZ	28,4 TWh/a	34,0 TWh/a	./.	62,4 TWh/a
BASIS I/ II	48,4 TWh/a	76,6 TWh/a	./.	125,0 TWh/a
NATURSCHUTZPLUS I	39,6 TWh/a	79,4 TWh/a	30,0 TWh/a	149,0 TWh/a
NATURSCHUTZPLUS II	39,6 TWh/a	79,4 TWh/a	20,0 TWh/a	139,0 TWh/a

Quelle: Eigene Darstellung nach ÖkolOptAusbaustudie 2004, 179, Tabelle 6.5. In den Szenariovarianten NATURSCHUTZPLUS I und II kann nicht mehr die gesamte Offshore-Windenergie direkt in das Stromnetz eingespeist werden, so dass ein Teil in Form von Wasserstoff einer indirekten Verwendung (im Verkehrssektor, für Kraft-Wärme-Kopplung oder als Hochtemperaturwärme) zugeführt wird.

Im Unterschied zu den in den vorherigen Unterabschnitten wiedergegebenen Tabellen, wo die Entwicklung der Windenergienutzung überwiegend als installierte Leistung in der Einheit Megawatt ausgewiesen ist, hebt die *Tabelle 10* auf die erzeugte Strommenge pro Jahr in der Einheit TWh/a ab. Sie ist eine Funktion der installierten Leistung und der Zeitspanne, in der diese Leistung mit voller Last betrieben werden kann, den so genannten äquivalenten Volllaststunden. Letztere schwanken mit der Volatilität der Windverhältnisse, sind also von Jahr zu Jahr unterschiedlich, weshalb eine Langfristprognose der mit Windkraft erzeugten Strommenge wesentlich unsicherer als eine Prognose der Kapazität ist. Die Autoren der ÖkolOpt-Ausbaustudie 2004 machen jedoch keine Angaben über ihre Annahmen hinsichtlich der zugrunde gelegten äquivalenten Volllaststunden. Von diesen einordnenden Bemerkungen abgesehen, ergibt sich aus den Daten von *Tabelle 10*, dass die 2050 an Land erzeugte Windstrommenge in Deutschland gegenüber dem Ausgangswert von 2002 im Szenario REFERENZ nur um zwei Drittel steigt, während sie im Szenario BASIS im selben Zeitraum einen Sprung um 180 % und im Szenario NATURSCHUTZPLUS um immerhin noch 130 % macht. Für Vergleiche mit den übrigen Prognosen und Szenarien dieses Reviews können Rückschlüsse aus den weiter oben wörtlich zitierten Textpassagen gezogen werden, wonach die Autoren im Szenario BASIS eine installierte Onshore-Windenergiekapazität von 30.000 MW annehmen, im Szenario NATURSCHUTZPLUS dagegen nur noch von maximal 20.000 bis 25.000 MW ausgehen.

Weitere, an die ÖkolOptAusbaustudie 2004 anknüpfende Alternativszenarien sind im **Ausbaugutachten 2005** entwickelt worden. Hier wie dort werden alle erneuerbaren Energiequellen in den Blick genommen, die nachfolgende Skizzierung konzentriert sich aber hauptsächlich wieder auf die Einschätzungen zur Windenergie. „Das als Basis gewählte Ausbauszenario – bezeichnet als ‚WAHRSCHEINLICHER AUSBau (WA)‘ – geht von der Annahme aus, dass die Rahmenbedingungen des EEG in der jetzigen Form erhalten bleiben, bis der überwiegende Teil der EE-Technologien unter den dann herrschenden marktwirtschaftlichen Bedingungen [...] konkurrenzfähig sind. Die jetzigen Wachstumstendenzen der Einzeltechnologien können also aus energiepolitischer und unternehmerischer Sicht über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben. Beschränkungen bzw. Reduktionen des Marktvolumens ergeben sich höchstens aus strukturellen Erwägungen (z.B. Vorgaben bei der Land-Windenergie hinsichtlich zulässiger Höhe und zulässigem Repowering; bei Biomasse hinsichtlich Flächenverfügbarkeit bzw. ‚Reservierung‘ von Potenzialen für den Kraftstoffsektor), Zeitdauer von Genehmigungsver-

fahren (z.B. Offshore-Windenergie) oder grundsätzlichen Überlegungen zur Notwendigkeit stark wachsender Märkte im Inland (z.B. Photovoltaik).“⁷⁰

„Zusätzlich wurde eine Bandbreite des zukünftigen EE-Zubaus ermittelt, worin grundsätzliche Unsicherheiten zum Ausdruck kommen, die insbesondere durch die derzeitig teilweise sehr hohe Wachstumsdynamik der Einzelmärkte bedingt ist. Ein bloßes Fortschreiben einer Vergangenheitsentwicklung ist daher in der Regel nicht sinnvoll. ‚Wahrscheinliche‘ Marktvolumina und ihre plausiblen Bandbreiten müssen daher technologiespezifisch unter Einbeziehung obiger Überlegungen ermittelt werden. Das resultierende Alternativszenario ‚OBERE VARIANTE (OV)‘ kennzeichnet optimale energiepolitische Rahmenbedingungen (klarer politischer Konsens zum Ausbau von EE, gutes Investitionsklima, breite europäische Initiativen zum EE-Ausbau, wirksame Klimapolitik u.a). Beim zweiten Alternativszenario ‚UNTERE VARIANTE (UV)‘ wird dagegen von sich eher verschlechternden Rahmenbedingungen ausgegangen (z.B. Verunsicherungen durch Umstieg auf andere Förderinstrumente, andere energiepolitische Schwerpunktsetzungen, wenig europäische Initiativen, Stagnation bei der Weiterentwicklung klimapolitischer Initiativen und Instrumente).“⁷¹ Das dargestellte Szenario WA in den Varianten OV und UV deckt allerdings mit den erneuerbaren Energien nur ein Segment des Stromsektors ab. Deshalb haben die Autoren des Ausbaugutachtens 2005 zudem noch dessen Einbindung in Gesamtszenarien der Energieversorgung diskutiert. Dazu haben sie auf aktualisierte Versionen der weiter oben bereits skizzierten Szenarien REF und NATURSCHUTZ-PLUS II zurückgegriffen, für letzteres aber die Bezeichnung Effizienzscenario EFF gewählt, weil es verstärkte Anstrengungen zur Effizienzsteigerung bei der Stromnutzung erfordert um den höher angenommenen Stromverbrauch zu kompensieren. Eine konsistente Integration des Szenarios WA war nur in das Gesamtszenario EFF möglich, nicht jedoch in REF.⁷²

Im Einzelnen führt das Szenario WA zu folgenden Ergebnissen. „Von derzeit (2004) 55,8 TWh/a wächst die EE-Stromerzeugung auf 85 TWh/a in 2010 und auf 151 TWh/a in 2020 (Bandbreite 139 – 177 TWh/a). In diesen Mengen sind auch die ‚nicht EEG-relevanten‘ Beiträge der ‚alten‘ Wasserkraft, der Stromerzeugung aus biogenem Müll (zukünftig ggf. auch der Biomasse-Mitverbrennung) und aus dem europäischen Stromverbund (nach 2015) enthalten [...] Dieser Betrag beläuft sich in 2020 auf ca. 25 TWh/a. Gegenüber 2004 wächst die EE-Stromerzeugung bis 2010 auf das 1,5-fache und bis 2020 auf das 2,7-fache. Insbesondere durch die Wind Offshore-Entwicklung wächst die Dominanz der Windstromerzeugung weiter. In 2010 stammen 48 % des EE-Stroms aus Wind (2004: 45 %) und in 2020 sind es 54 % (27 % allein aus Offshore Wind.) [...] Die zu obigem Ausbau jährlich zu installierende Leistung an EE-Technologien [...] berücksichtigt auch den (teilweisen) Ersatzbedarf der bereits bestehenden Anlagen und Repowering-Maßnahmen (Windenergie) bzw. Leistungserhöhung durch Modernisierungen (z.B. Wasserkraft). Wegen des deutlichen Rückgangs der jährlich zu installierenden Leistung an Windanlagen an Land wird der in 2003 erzielte Spitzenwert von knapp insgesamt 4.000 MWel/a erst wieder gegen 2020 erreicht und überschritten. Dazwischen stabilisiert sich der EE-Ausbau bei Werten zwischen 2.100 und 2.500 MWel/a. Neben der Windenergie sind Biomasse und Photovoltaik daran wesentlich beteiligt.“⁷³

⁷⁰ Ausbaugutachten 2005, 10.

⁷¹ Ebd.

⁷² Ebd., 13f.

⁷³ Ebd., 11f.

Was speziell die Entwicklung der Windenergie bis 2020 angeht, übernehmen die Autoren des Ausbaugutachtens 2005 die Daten einer Untersuchung von KNUT REHFELDT für die Deutsche WindGuard GmbH. *Tabelle 11* gibt den dort erwarteten Aufbau der installierten Leistung bis 2010 und 2020 wieder. Für das Prognosejahr 2020 wird bei einer Differenz von 6.000 MW zwischen Oberer und Unter Szenariovariante eine sehr große Bandbreite für möglich gehalten. Das bedeutet, dass in der Dekade von 2010 bis 2020 eine Kapazitätssteigerung eintreten kann, die zwischen rund 48 % (WA-UV) und knapp 73 % (WA-OV), bezogen auf das für 2010 erwartete Niveau an installierter Leistung, liegt. Die Bandbreite verteilt sich mit jeweils 3.000 MW gleichmäßig auf den Onshore- und Offshore-Bereich. Die Bandbreite im Onshore-Bereich wird vor allem mit Unsicherheiten über die zulässige Nabenhöhe beim Repowering von Windenergieanlagen (WEA) erklärt. In der Szenariovariante WA-UV wird sowohl von deutlichen Höhenbegrenzungen als auch von restriktiveren Abstandsempfehlungen seitens einiger Bundesländer ausgegangen, während die Szenariovariante WA-OV ein technisch/ökonomisch optimales Repowering unterstellt. Mit den im Gutachten angenommenen mittleren Volllaststunden von 1.700 – 1.750 h/a für Onshore-WEA bzw. 3.500 – 3.600 h/a für Offshore-WEA beträgt das für 2020 errechnete Windstrompotenzial rund 85 TWh/a (WA-OV).⁷⁴

Tabelle 11: Szenariovarianten der bis 2010 und 2020 in Deutschland installierten Windenergieleistung im Gutachten „Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020“ (2005)

Prognosejahr – Szenario bzw. Szenariovariante	Onshore	Offshore	Gesamt
2010 – Wahrscheinlicher Ausbau (WA)	23.000 MW	1.100 MW	24.100 MW
2020 – WA Untere Variante (WA-UV)	23.600 MW	12.000 MW	35.600 MW
2020 – WA Obere Variante (WA-OV)	26.600 MW	15.000 MW	41.600 MW

Quelle: Eigene Darstellung nach Ausbaugutachten 2005, 17.

Noch jüngeren Datums als das oben skizzierte Ausbaugutachten 2005 ist die **Leitstudie 2007**. Auch sie knüpft wiederum an die schon mehrfach zitierten Szenarien NATURSCHUTZPLUS I und II aus der ÖkolOptAusbaustudie 2004 an, arbeitet jedoch mit nochmals aktualisierten Daten. Diese betreffen in erster Linie den kurzfristig zu erwartenden höheren Stromverbrauch, die gegenwärtig und zukünftig durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugten Strom- und Wärmemengen, die zuletzt stark gestiegenen Energiepreise, die bisher wesentlich schneller als erwartet eingetretene Zunahme der erneuerbaren Energien und, soweit bekannt, den Planungsstand der Energiekonzerne zum Auf- und Abbau von Kraftwerkskapazitäten. Vom Ausbaugutachten 2005 unterscheidet sich die Leitstudie 2007 neben der Einbeziehung von allen Sektoren der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs außerdem noch durch die langfristige Perspektive bis 2030 und 2050. Als Vergleichs- und Bezugsbasis dient nach wie vor die ebenfalls weiter oben schon erwähnte Energiewirtschaftliche Referenzprognose, allerdings fortgeschrieben bis 2050 und modifiziert hinsichtlich der Entwicklung der Biomassenutzung und der Verkehrsleistung. In dieser aktualisierten Variante wird sie als REF 2005 bezeichnet. Ferner wird noch eine Referenzvariante mit höheren Ölpreisen (REF 2006) herangezogen.⁷⁵

⁷⁴ Ebd., 17.

⁷⁵ Leitstudie 2007, 15f., 19.

„Vor diesem Hintergrund wird [...] ein Szenario vorgestellt, dass das Klimaschutzziel 2050 durch eine volkswirtschaftlich optimale und strukturell aufeinander abgestimmte Mobilisierung der drei Teilsegmente ‚Effizientere Umwandlung (KWK)‘, ‚Effizientere Nutzung von Energie (EFF)‘ und weiteren, stetigen ‚Ausbau erneuerbarer Energien (EE)‘ erreicht. Es wird als ‚LEITSZENARIO 2006‘ bezeichnet und setzt eine Reihe von Szenarien fort, die seit etwa 1995 evolutionär entwickelt und verfeinert wurden. [...] Speziell für die EE beschreibt das Szenario ihren **mindestens** anzustrebenden weiteren Ausbau, wenn die im Entstehen begriffenen Inlandsmärkte stabilisiert und ausreichende Chancen für den Aufbau von Exportmärkten sichergestellt werden sollen. [...] [und] wenn die Umwelt- und Energiepolitik [...] zu einer Konkurrenzfähigkeit der EE ohne weitere Förderinstrumente, führen soll. [...] Im Einzelnen wird für die weitere Unterstützung der EE von folgenden Prämissen ausgegangen:

- Das EEG wird weiter entwickelt und ggf. in einigen Punkten angepasst (u. a. aktives Nachsteuern bei der Vergütung für Fotovoltaik, Anpassungen bei Bonuszahlungen für feste Biomasse und Biogas);
- Die aktuellen Regelungen für die Förderung von Biokraftstoffen (Steuerbefreiung bzw. Beimischungspflicht) werden beibehalten und ggf. weiterentwickelt;
- Es wird ein wirksames Förderinstrument für EE-Wärme etabliert, welches [...] die großen strukturellen Unterschiede (Klein-, Großanlagen) berücksichtigt und eine Verknüpfung mit der strukturellen Förderung von Wärmenetzen ermöglicht.
- Für die sich abzeichnende intensive Nutzung von Bioenergien, speziell von Energiepflanzen, ist eine ökologisch verträgliche Nutzung sicherzustellen. Das gilt insbesondere für international gehandelte Bioenergien (z.B. durch Zertifizierung).“⁷⁶

Unter den genannten Voraussetzungen führt das LEITSZENARIO 2006 zu folgenden wesentlichen Ergebnissen. Der Anteil aller erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch wird bis 2030 auf zusammen 28 % steigen und 2050 mit 55 % (gegenüber dem Szenario REF 2005 mit nur 19 %) bereits mehr als die Hälfte betragen. Dies entspricht einer Verfünffachung der aus erneuerbaren Quellen bereitgestellten Energiemenge im Vergleich zu 2005. Die sehr hohen Anteile im LEITSZENARIO 2006 erklären sich zu einem beträchtlichen Teil mit der infolge der Effizienzstrategie sehr stark zunehmenden Energieproduktivität (Bruttoinlandsprodukt in Relation zum Primärenergieverbrauch), bis 2020 auf das Doppelte und bis 2050 sogar auf das Vierfache des Wertes von 1990. Dies drückt sich dann bis 2050 in einer verringerten Endenergienachfrage um 37 % gegenüber 2005 aus. Die Kombination der Strategieelemente führt insgesamt zu einer Senkung der CO₂-Emissionen um 80 % gegenüber 1990.⁷⁷ „Die Windenergie steigert ihren Beitrag stetig und erreicht in 2030 mit 415 PJ/a Endenergie ihren höchsten relativen Anteil von 20 %. Langfristig übernimmt die Solarstrahlung (Fotovoltaik, Kollektoren, Solarstrom aus europäischem Verbund) die Wachstumsdynamik. Während ihr relativer Beitrag derzeit mit 2 % noch sehr gering ist und auch bis 2030 ‚nur‘ auf knapp 14 % wächst, übertrifft er im Jahr 2050 mit 24 % den Beitrag der Windenergie. Letzterer beträgt dann bei einem absoluten Beitrag von 710 PJ/a noch 23 %. [...] nach 2050 [wird] die Solarstrahlung, unterstützt durch die Geothermie, im wesentlichen das weitere Wachstum der EE tragen.“⁷⁸

⁷⁶ Ebd., 17f., Hervorhebung in KAPITÄLCHEN durch den Verfasser.

⁷⁷ Ebd., 20-23.

⁷⁸ Ebd., 23, die Prozente beziehen sich auf die jeweiligen Anteile am Gesamtbeitrag der erneuerbaren Energien.

Die weitere Erläuterung der Ergebnisse des LEITSZENARIO 2006 beschränkt sich auf die Entwicklung der Stromerzeugung bis zu den beiden Prognosezeitpunkten 2020 und 2050 und hier schwerpunktmäßig auf den Beitrag der Windenergie. Zunächst wird die Einschätzung gemäß LEITSZENARIO 2006 bis zum Jahr 2020 wiedergegeben. „Von 63,5 TWh/a im Jahr 2005 kann der Beitrag der EE unter Fortschreibung jetziger Wachstumsraten bis 2010 auf 92 TWh/a und bis 2020 auf 156 TWh/a steigen. [...] bis etwa zum Jahr 2015 [...] nimmt die Stromproduktion aus EE jährlich um durchschnittlich 6 TWh/a zu. Weil beginnend zu diesem Zeitpunkt die EE-Technologien schrittweise aus der Förderung durch das EEG entlassen werden können und bis dahin auch ihre gesamtwirtschaftlichen Vorteile hinreichend deutlich sein werden, beschleunigt sich danach der jährliche Zuwachs und beläuft sich im Jahr 2020 auf jährlich 8,5 TWh/a. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung im [...] LEITSZENARIO 2006 in 2020 (570 TWh/a) entspricht der Beitrag der EE [...] 27,3%, bezogen auf die Erzeugung des Jahres 2005 von 612 TWh/a sind es 25,5%. Damit steht [...] außer Frage, dass das Ziel der Bundesregierung, bis zu diesem Zeitpunkt einen Anteil der EE von mindestens 20 % [...] bereitzustellen, nur dann gefährdet wäre, wenn das EEG grundsätzlich in Frage gestellt werden sollte.“⁷⁹

„Da Wind und Biomasse die größten Beiträge liefern, sind die Annahmen für ihren weiteren Ausbau von besonderem Einfluss [...] Hierzu wurden die derzeitige energie- und industriepolitische Situation und die aktuellsten Marktumsätze (2006) berücksichtigt, die Erwartungen der Verbände und Branchenvertreter ausgewertet und verschiedene Iterationen des Szenarios [...] diskutiert. Der Einstieg in die Off-shore-Nutzung verzögert sich gegenüber früheren Annahmen. Es wird davon ausgegangen, dass der in 2008 geplante erste Offshore-Park [...] mit 60 MW Leistung pünktlich in Betrieb geht und auch danach die weiteren Installationen relativ zügig ablaufen. Mit einem Leistungsausbau auf 1.000 MW kann bis 2011 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen. Bis zum Jahr 2015 erhöht sich diese Leistung bereits auf 4.250 MW, im Jahr 2020 beträgt sie 10.000 MW. Bis 2030 wird von einem weiteren stabilen Wachstum auf dann gut 21.000 MW ausgegangen. Diese Annahmen decken sich in etwa mit den aktuellen Vorstellungen der Windbranche [...] Verschiedene frühere Studien [...] gingen zwar von höheren Zubauwerten aus; aus aktueller Sicht erscheint [...] aber die im LEITSZENARIO 2006 angenommene Zubaurate als realistisch. Voraussetzung [...] ist eine erfolgreiche Demonstration der ersten Off-shore-Windparks und eine Vergütungsregelung [...] die diesen Einstieg und den nachfolgenden stetigen Ausbau attraktiv genug für die potenziellen Investoren machen. Die beabsichtigte Verabschiedung eines Gesetzes zur Beschleunigung der Infrastrukturplanung für den Netzausbau ist dazu ein wichtiger Schritt.“⁸⁰

„Für die Nutzung der Windenergie an Land wird, ausgehend vom aktuellen Zubau im Jahr 2006 in Höhe von 2.200 MW, von einem weiteren Neubau auf den derzeit ausgewiesenen, aber noch nicht genutzten Flächen als auch von einem Einstieg in das ‚Repowering‘ ab etwa 2010 ausgegangen. In dieser Kombination führt dies zu einer installierten Leistung von 25.500 MW in 2010 und von 27.300 MW in 2020. Damit Repowering in einem nennenswerten Ausmaß stattfinden kann, sind die in einigen Bundesländern bestehenden Höhen- und Abstandsbeschränkungen für die Errichtung großer Windanlagen angemessener zu gestalten bzw. aufzuheben. Auch sehr restriktive Genehmigungsverfahren für Neuanlagen, z.B. in Baden-Württemberg, müssen überdacht werden. Infolge der stetigen Steigerung der Einheitsleistung

⁷⁹ Ebd., 30. In der Referenzentwicklung nach REF 2005/REF 2006 kommen die Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 dagegen nur auf 106 TWh/a, also nur rund zwei Drittel des im LEITSZENARIO 2006 erwarteten Wertes. Ebd.

⁸⁰ Ebd., 31.

und der Nabenhöhe nimmt die mittlere Auslastung der Anlagen zu. Für 2020 wird von einem Mittelwert von 1.760 h/a für Anlagen an Land und von 3.550 h/a für Off-shore-Anlagen ausgegangen. Insgesamt sind somit bei der Windenergie im Jahr 2020 rund 37.000 MW Windleistung installiert, die dann rund 82 TWh/a (näherungsweise tatsächliche Jahreserzeugung, entsprechend 14,4 % der gesamten Bruttostromerzeugung) produzieren können.“⁸¹ *Tabelle 12 fasst noch einmal die Prognose der installierten Windenergieleistung zusammen.*

Tabelle 12: Prognose der in Deutschland installierten Windenergieleistung gemäß LEITSZENARIO 2006 für die Jahre 2010, 2020 und 2030

Prognosejahr	Onshore	Offshore	Gesamt
2010	25.500 MW	550 MW	26.050 MW
2020	27.300 MW	10.000 MW	37.300 MW
2030	28.000 MW	23.000 MW	51.000 MW

Quelle: Eigene Darstellung nach Leitstudie 2007, 30ff. u. 36, Tabelle 2-6, die z.T. vom Text abweichende Werte enthält.

Die weitere Entwicklung bis 2050 beurteilt die Leitstudie 2007 wie folgt: „Aus Sicht der EE ist der Zeitabschnitt bis 2020 von wesentlicher Bedeutung, weil bis dahin nicht nur mengenmäßig sondern auch kostenseitig ihre vollständige Gleichberechtigung im Stromsektor stattfinden wird, wenn sich das LEITSZENARIO 2006 umsetzen lässt. Doch im Jahr 2020 dominiert noch die Kondensationsstromerzeugung mit 60 % (2005 = 82 %), fossile Brennstoffe stellen noch 67 % des Stroms bereit. Die eigentliche strukturelle Umstellung der Stromversorgung benötigt aber weitere 20 bis 30 Jahre [...] Bis 2015 übertrifft der Zuwachs des EE-Stroms den Rückgang des Kernenergiestroms, danach kann er mit dem sich beschleunigenden Abbau nicht mehr vollständig mithalten. Nach dem vollständigen Abschalten aller Kernkraftwerke wird diese Differenz jedoch bis 2026 kompensiert [...] Die Intensität des notwendigen Strukturwandels [...] [wird durch den] Ersatzbedarf fossiler Kraftwerke vorgegeben. [...] Von den bis zum Jahr 2000 errichteten Kraftwerken sind bis 2020 insgesamt 60 GW zu ersetzen [...] 35 GW fossile Kraftwerke [...] 8 GW Anlagen zur Nutzung von EE und 18 GW Kernkraftwerke, wenn für Großkraftwerke von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen wird. Bis 2030 sind es insgesamt bereits 90 GW, also 75 % der Kraftwerkskapazität des Jahres 2000. [...] Von derzeit 131 GW installierter Leistung [...] steigt die Leistung auf 155 GW in 2020 und 173 GW im Jahr 2050. Verantwortlich dafür ist in erster Linie der EE-Zubau, der zwischen 2005 und 2050 netto über 100 GW beträgt. Die Leistung aller fossil gefeuerten Kraftwerke geht [...] von derzeit 83 GW (davon 18 GW in KWK) auf 43 GW (davon 29 GW in KWK) zurück. [...] Wegen des notwendigen Ersatzbedarfs [...] bleibt trotz deutlichen Zubaus der EE noch ein beträchtlicher Spielraum für den Neubau moderner fossiler Kraftwerke. [...] Bis 2020 können rund 38 GW an neuen fossilen Großkraftwerken zugebaut werden, ohne dass der in diesem Szenario ermittelte Klimaschutzpfad gefährdet wird. [...] Diese Aufteilung berücksichtigt auch, dass wegen des steigenden Anteils von EE im konventionellen Teil der Stromversorgung ein erhöhter Regelbedarf entsteht [...]“⁸² Konkrete Zahlen speziell zum 2050 erreichten Ausbaustand der Windenergie nennt die Leitstudie 2007 nicht mehr.

⁸¹ Ebd., 31f.

⁸² Ebd., 33-37.

5.4 Sonstige Szenarien für Deutschland

Neben den Szenarien im Kontext der Leitstudie 2007 und der dena-Netzstudie 2005 gibt es noch andere Untersuchungen, in denen, unabhängig von den erstgenannten, weitere Szenarien der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland entwickelt worden sind. Zwei davon sollen an dieser Stelle kurz vorgestellt werden, zum einen das im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) erstellte Gutachten „Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz“ von OLAV HOMEYER aus dem Jahr 2001, zum anderen die im Jahr 2003 unter dem Titel „Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie“ veröffentlichte Dissertation von MARCEL KRÄMER.⁸³

HOMEYER vergleicht die externen Kosten verschiedener Energieträger und diesem Ziel dienen auch die Szenarien im Kontext seiner Untersuchung. „Bei einem Vergleich der externen Kosten ist zu berücksichtigen, dass die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Quellen (Sonnenlicht, Wind, Biomasse, Wasserkraft, etc.) und der Steuerbarkeit des Einsatzes ihrer Nutzungstechnologien ohne den Einsatz zusätzlicher Umwandlungs- und Speicherungstechnologien nur bestimmte Segmente der konventionellen Stromerzeugung substituieren kann. Außerdem ist zu bedenken, dass sich die Zusammensetzung der konventionellen Stromerzeugung in der Bundesrepublik über die Zeit deutlich verändern wird. Es ist zu klären, welche konventionellen Energieträger in der Stromerzeugung unter verschiedenen Rahmenbedingungen durch den Einsatz regenerativer Energiequellen in der Stromerzeugung ersetzt werden. Hierzu werden für verschiedene Ausgangssituationen entsprechende konventionelle Referenzsysteme definiert, die als Berechnungsgrundlage für alle im weiteren Verlauf des Gutachtens angestellten Vergleiche dienen.“⁸⁴

„Ausgangspunkt für das erste Paar von Referenzsystemen (R98_D und R98_M) ist die [...] statistisch vollständig dokumentierte Elektrizitätserzeugung des Jahres 1998 [...] Zunächst wird angenommen, dass die durchschnittliche konventionelle Stromerzeugung des Jahres 1998 mit Ausnahme der Kernenergie und der Wasserkraft substituiert wird (R98_D). Kernenergie und Elektrizität aus Laufwasserkraftwerken werden faktisch nicht substituiert, da sie aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften und der daraus resultierenden Wirtschaftlichkeiten ausschließlich im Bereich der Grundlast eingesetzt werden. Im Tagesverlauf variierende Einspeisungen aus regenerativen Energiequellen eignen sich daher nicht um den Betrieb von Kernkraftwerken oder Laufwasserkraftwerken zu ersetzen. Pumpspeicherkraftwerke werden eingesetzt, um gezielt kurzfristig auftretende Lastspitzen abzudecken. [...] Obwohl es noch keine detaillierten Untersuchungen über die effektiv durch die verschiedenen regenerativen Energiequellen substituierten Kraftwerkskapazitäten gibt, so spricht doch bei der üblichen Fahrweise der konventionellen Kraftwerke [...] viel dafür, dass der Strom aus Windenergie, Photovoltaik und Biomasse den Betrieb von Kraftwerken im Mittellastbereich verdrängt. [...] Daher wird im zweiten Szenario (R98_M) angenommen, dass durch den Einsatz regenerativer Energiequellen ausschließlich Mittellaststrom substituiert wird, der praktisch ausschließlich aus fossilen Energieträgern erzeugt wird. Zu den Anteilen an der Mittellaststromproduktion liegen leider keine statistischen Daten für ganze Jahre vor. Daher werden die Anteile der ver-

⁸³ Die beiden Untersuchungen werden des Weiteren als Homeyer 2001 bzw. Krämer 2003 zitiert.

⁸⁴ Homeyer 2001, 20.

schiedenen Energieträger an der Produktion eines typischen Hochlasttages (21.1.1998) zur Basis der Berechnungen genommen [...] - Braunkohle 13,3 % - Steinkohle 53,4 % - Erdgas 28,9 % - Erdöl 4,5 %. Dieser so bestimmte Mittellastbereich entsprach am 21.1.98 ca. 21 % der maximalen nachgefragten Leistung.“⁸⁵ Das Bezugsjahr 1998 wird somit durch zwei alternative Szenarien repräsentiert: (a) ERSATZ DER DURCHSCHNITTlichen STROMPRODUKTION ohne Atom- und Wasserkraft (R98_D) und (b) ERSATZ DES MITTELLASTSTROMS (R98_M).

Nach dem gleichen Konzept – erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) ersetzen entweder die durchschnittliche fossile Stromerzeugung oder die Mittellaststromerzeugung – konzipiert HOMEYER zwei weitere Szenarienpaare für das Prognosejahr 2010, für das von einem veränderten Energiemix ausgegangen wird. Das erste Paar greift auf Überlegungen des in Unterabschnitt 5.3 bereits erwähnten Energiereport III der Prognos AG zurück. Dies führt HOMEYER zu den beiden Szenarien P2010_D und P2010_M. Beide Varianten weisen noch einen relativ hohen Kohlestromanteil auf, so dass sich das Klimaschutzziel der Bundesregierung unter diesen Bedingungen nicht realisieren lässt. Deshalb hat HOMEYER noch ein weiteres Szenarienpaar mit einem höheren Erdgasanteil bei gleichzeitiger Senkung des Kohleanteils an der Stromerzeugung entwickelt – die Szenarien K2010_D und K2010_M, wobei K für Klimaschutz steht.⁸⁶

Die Dissertation von KRÄMER nimmt ebenfalls die Rückwirkungen eines höheren Anteils erneuerbarer Energien auf das konventionelle Stromerzeugungssystem in den Fokus. Allerdings beschränkt sie sich auf die Windenergie und sucht nach der unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten kostengünstigsten Art der Elektrizitätsbereitstellung unter der Voraussetzung, dass der gesamte von Windenergieanlagen (WEA) generierte Strom in das Verbundnetz eingespeist wird. Zur Unterscheidung von den Ausgangsbedingungen des Jahres 2000 entwickelt KRÄMER zunächst Szenarien für zwei verschiedene Prognosejahre, das Szenario ‚2010 – BEGINNENDER STRUKTURWANDEL‘ und das Szenario ‚2020 – WIND BESTIMMT DIE KONVENTIONELLE STROMERZEUGUNG‘. Im Szenario für 2010 wird eine kumulierte installierte WEA-Leistung von 22.091 MW angenommen, außerdem ein Rückgang der konventionellen Kraftwerksleistung auf 76 GW und die Erreichung des Kyoto-Ziels von 21 % weniger CO₂-Emissionen. Unter diesen Bedingungen – und für ein schwaches Windjahr – ermittelt KRÄMER dann einen kostenoptimalen Mix der Stromerzeugung aus 31 % Steinkohle, 24 % Uran, 21 % Gas, 13 % Braunkohle, 7 % Wind und 4 % Wasser. Im Szenario für 2020 steigt die installierte WEA-Leistung auf 43.858 MW, nimmt die konventionelle Kraftwerkskapazität auf nur noch knapp 39 GW ab und sinken die CO₂-Emissionen um 40 %. Der kostenoptimale Stromerzeugungsmix ist stark verändert und besteht nun aus 41 % Gas, bereits 26 % Wind, 21 % Steinkohle, 6 % Uran, 4 % Wasser und nur noch 2 % Braunkohle. Zwei von KRÄMER noch untersuchte Untervarianten lauten: CO₂-Reduktion um jeden Preis? bzw. Windenergienutzung ohne EEG. Andere erneuerbare Energien als Wind wurden in keinem der Szenarien berücksichtigt.⁸⁷

Insgesamt unterscheiden sich die bei den obigen Szenarienkonzeptionen beabsichtigten Zielsetzungen zu stark von der mit diesem Review verfolgten Absicht. Für die Ableitung von Windenergiekapazitäten bzw. Windstromquoten in Sachsen und Hessen im Jahr 2020 sind die hier vorgestellten Szenarien unerheblich und werden deshalb nicht weiter berücksichtigt.

⁸⁵ Ebd., 20-23.

⁸⁶ Ebd., 23-27.

⁸⁷ Krämer 2003, Kapitel 7, 78ff.

5.5 Szenariovarianten für Sachsen

Im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit (SMWA) hat das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im März 2004 ein Gutachten unter dem Titel „Wissenschaftliche Begleitung des Energieprogramm Sachsen“ vorgelegt.⁸⁸ Wesentlicher Bestandteil des Gutachtens war die Konzipierung von Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung Sachsens bis 2020 mit einem Ausblick bis 2030. Vor der eigentlichen Szenarienentwicklung haben sich die Gutachter zunächst intensiv mit den generell in Sachsen vorhandenen Technikoptionen und Energiepotenzialen auseinander gesetzt. Dazu wurde u.a. auf eine im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitprogramms angefertigte Expertise des Instituts für Energetik und Umwelt (IE) Leipzig zurückgegriffen, in der die folgenden Überlegungen zu diesem Thema angestellt wurden:

„Bei den Energiepotentialen der einzelnen erneuerbaren Energieträger muss zwischen theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzialen unterschieden werden [...] Das theoretische Potenzial beschreibt dabei das gesamte Energieaufkommen, das technische den davon technisch nutzbaren Anteil und das wirtschaftliche Potenzial den wirtschaftlich erschließbaren Teil. Das Erwartungspotenzial gibt an, welche Nutzung zu einem vorgegebenen Zeitpunkt erreicht wird. [...] Vergleicht man die einzelnen technischen Stromerzeugungspotenziale aus erneuerbaren Energien in Sachsen [...] zeigt sich, dass die geothermische Stromerzeugung mit Abstand den größten Anteil am Gesamtpotenzial liefert (knapp 70 %). An zweiter Stelle liegt die Photovoltaik mit einem Anteil von knapp 19 % [...] Die Windenergienutzung trägt mit knapp 5 % und die Wasserkraft mit ca. 1,3 % [...] bei. Die Biogasnutzung liefert [...] 2,3 % [...] Es folgen anschließend die festen Biomassen zur Verbrennung, deren technisches Erzeugungspotenzial [...] einem Anteil von ca. 1,8 % entspricht. Mit 0,3 % bzw. 0,1 % Anteil ist das technische Stromerzeugungspotenzial der Deponie- und Klärgasnutzung sehr gering.“⁸⁹

„In Sachsen liegen die technischen Energiepotenziale aus erneuerbaren Energien rechnerisch deutlich über dem Stromverbrauch und geringfügig unter der momentanen Bruttostromerzeugung. Das geothermische Stromerzeugungspotenzial allein liegt bereits über dem gegenwärtigen Stromverbrauch in Sachsen. [...] geothermische Stromerzeugung und Photovoltaik [sind] zwar durch sehr hohe Potenziale, jedoch auch durch hohe Kosten gekennzeichnet [...] Die vergleichsweise kostengünstigen Optionen besitzen jedoch vergleichsweise geringe Potenziale. Eine volle Ausschöpfung der Erzeugungspotenziale der Biomasse, der Wasser- und der Windenergienutzung ermöglicht einen Anteil an der Bedarfsdeckung von etwa 19 %. [...] Vergleicht man das [...] technische Erzeugungspotenzial [...] mit der derzeitigen Nutzung im Strombereich, so werden [...] große Unterschiede sichtbar. [...] *hohe Potenzialnutzungen* bestehen bei der Wasserkraft (68 %), *bei der Windenergie (59 %)* sowie bei Deponie- und Klärgas (55 % bzw. 40 %). Im Bereich der festen Biomassen werden jedoch bislang nur 13 %, beim Biogas erst 3 % [...] und bei der Photovoltaik gar nur 0,03 % des Potenzials genutzt. Eine geringfügige Nutzung besteht bei Energiepflanzen und keine im Bereich der geothermischen Stromerzeugung. Insgesamt ergibt sich ein [...] Potenzialnutzungsgrad von etwa 4 %.“⁹⁰

⁸⁸ Im weiteren Verlauf des Reviews als IER-Gutachten 2004 zitiert.

⁸⁹ IER-Gutachten 2004, 49f.

⁹⁰ Ebd., 50, 52f., *kursive Hervorhebung* durch den Verfasser.

Vor dem Entwerfen erläutern die Gutachter ihre Sichtweise der Funktion von Szenarien im energiepolitischen Kontext wie folgt: „Angesichts der Vielfalt denkbarer Entwicklungen der Energieversorgung lässt sich mit Szenarien immer nur eine begrenzte Zahl von denkbaren Zukünften beschreiben. Diese müssen so ausgestaltet sein, dass sie die Hauptlinien der Handlungsmöglichkeiten zur Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung sowie ihre Wirkungen beschreiben. Die nur begrenzte Zahl möglicher Szenarioentwürfe, aber auch die notwendigerweise reduzierte Komplexität der Realität bei der Quantifizierung der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung sowie die bestehenden Unsicherheiten erfordern es, die quantitativen Ergebnisse von Szenarioanalysen qualitativ [...] zu interpretieren. [...] Szenarien [...] [sind] als ein nützliches Hilfsmittel für die Ausgestaltung einer tragfähigen am Ziel der Nachhaltigkeit ausgerichteten Energiepolitik zu verstehen. Damit werden mögliche energiepolitische und energiewirtschaftliche Maßnahmen in Sachsen hinsichtlich ihrer Energieeinsparpotenziale sowie der damit verbundenen Kosten bewertet und ein integriertes Gesamtbild der zukünftigen energetischen Entwicklung in Sachsen hergeleitet. Ein Szenario ist demnach nicht als abstrakte Vereinigung einzelner Zahlen zu sehen, sondern als Denkbild einer ganz bestimmten Zukunftsentwicklung. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse der einzelnen Szenarien lediglich als Basis für eine qualitative Interpretation und nicht als Prognose einer zukünftigen Entwicklung aufzufassen. Ziel ist die Identifikation von Entscheidungen, die trotz der eventuell großen Spannweiten aus heutiger Sicht richtig sind und die als robuste Entscheidungen bezeichnet werden. Dabei reicht der Betrachtungszeitraum der Analysen [...] bis zum Jahr 2020 mit einem Ausblick bis 2030, als Basisjahr wird das Jahr 2001 verwendet [...]“⁹¹

Unter diesen Prämissen konzipiert das IER-Gutachten 2004 ein Basisszenario und vier Szenariovarianten, von denen eine noch um eine Untervariante ergänzt wird. Diese im Folgenden skizzierten Szenarien basieren auf verschiedenen Annahmen, die nicht alle ohne weiteres plausibel sind und deshalb im Zuge der in Abschnitt 6 zu ziehenden Schlussfolgerungen noch einmal kritisch zu hinterfragen sind. „Ausgangspunkt der Szenarioanalysen für das Energieprogramm Sachsen ist das sogenannte **BASISSZENARIO**. [...] dass [...] von einem Fortbestehen der Grundlinien der bisherigen Energiepolitik und der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgeht. Im Folgenden werden zunächst wesentliche Annahmen über die weitere Entwicklung der Bundespolitik und internationalen Politik aufgeführt, die der Berechnung des **BASISSZENARIOS** ohne Einrechnung einer verstärkten landespolitischen Einflussnahme zugrunde gelegt werden. Dadurch wird gleichzeitig auch formuliert, unter welchen landesextern kontrollierten Voraussetzungen die zukünftige Entwicklung der sächsischen Energiewirtschaft im **BASISSZENARIO** erfolgen kann. Die mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte eingeleitete Entwicklung legt es nahe, dass [...] eine wettbewerblich orientierte Ausgestaltung des Energiemarktes in Sachsen und in Deutschland angenommen wird. Damit werden zunehmend die Gewinnmaximierung bzw. die Kostenminimierung zu den Handlungsmaximen der Unternehmen. Wirtschaftlichkeitsüberlegungen bestimmen auch die Entscheidungen über Investitionen im Kraftwerksbereich. Insgesamt ist damit eine stärkere Orientierung der Verbraucherpreise an den Bereitstellungskosten verbunden. Bei Strom und Gas sowie den Mineralölen sorgen Wettbewerb und zunehmende Steuerharmonisierungen innerhalb Europas zudem für eine Annäherung der Preisniveaus zwischen den Ländern.“⁹²

⁹¹ Ebd., 68f.

⁹² Ebd., 69, Hervorhebungen in KAPITÄLCHEN durch den Verfasser.

„Das Fortbestehen der derzeitigen Rahmenbedingungen bedeutet auch, dass für das Basisszenario unterstellt wird, dass der mit dem Beschluss des Europäischen Parlamentes vom 2. Juli 2003 vorgesehene Emissionshandel für Treibhausgase umgesetzt und zunehmend ausgeweitet wird [...] *In dem Maße, wie der Emissionshandel Fuß fasst und weitere Sektoren und Gase mit einbezieht, werden andere energie- und klimapolitische Steuerungsinstrumente zurückgefahren. Dies betrifft insbesondere die ökologische Steuerreform, das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die freiwilligen Selbstverpflichtungen der Industrie, da eine Koexistenz verschiedener Maßnahmen mit vergleichbarer Zielsetzung wenig rational wäre.* Im BASISSENARIO ist auch unterstellt, dass die derzeit geltenden Umweltgesetze bzw. deren Weiterentwicklung, wie z.B. die Großfeuerungsanlagenverordnung bzw. die 13. BimSchV Novelle, umgesetzt [...] bzw. dass neue Richtlinien der Europäischen Union z.B. für den Verkehrsbereich [...] auch national umgesetzt werden. Des Weiteren wird [...] berücksichtigt, dass die Energieeinsparverordnung [...] eine leichte Verschärfung erfahren wird. National wirksam ist [...] die Lkw-Maut und die Vereinbarung zur Beendigung der Nutzung der Kernenergie vom Juni 2001. Die im Rahmen [...] des Energieprogramm Sachsen erstellten Expertisen für den technisch-wirtschaftlichen Bereich [...] werden für die wesentlichen Technologiecharakterisierungen in die Szenariengestaltung übernommen. [...] [Darin] sind Aussagen zu den möglichen Entwicklungen der Energieeffizienz und der Kosten (Investitionen, Betriebskosten) für einzelne charakteristische Techniken erarbeitet worden. [...] Bei den Szenarioanalysen steht [...] im Mittelpunkt, wie die Einzelanalysen für die Technologiebereiche in ein schlüssiges Gesamtbild der Energieversorgung und Energieanwendung in Sachsen zusammengeführt werden können.“⁹³

Unter den vorstehend genannten Annahmen führt das BASISSENARIO zu folgenden Ergebnissen. Entsprechend des unterstellten Verlaufs der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung Sachsens steigt der gesamte *Endenergieverbrauch* (der 1991 noch bei 421,5 PJ lag)⁹⁴ moderat von 356,0 PJ im Basisjahr 2001 (100 %) auf 378,9 PJ im Jahr 2020 (+ 6,4 %) und 386,2 PJ im Jahr 2030 (+ 8,4 %). Nach Wirtschaftssektoren unterteilt, liegen diesem Anstieg eine starke Zunahme im Industriesektor, ein leichter Zuwachs im Verkehrssektor, ein fast konstanter Verlauf im übrigen Gewerbe- und Dienstleistungssektor sowie eine Abnahme im Haushaltssektor zugrunde. Bei sektoraler Differenzierung nach Endenergiearten weist der Strombereich mit 14 % bis 2020 bzw. 24 % bis 2030 den stärksten Anstieg auf, was bei dem langfristig rückläufigen Stromverbrauch der privaten Haushalte allein auf einen deutlich steigenden Bedarf der Wirtschaft zurückzuführen ist. In Abhängigkeit von der Alterstruktur der bestehenden sächsischen Kraftwerkskapazitäten, den daraus resultierenden Ersatzinvestitionszeitpunkten, den erwarteten Energieträgerpreisen und Investitionskosten sowie den unterstellten liberalisierten Strommarktbedingungen ermittelt das BASISSENARIO eine dementsprechende Kapazitätsstruktur für die Stromerzeugung für das Prognosejahr 2030. Neben dem politisch weiter forcierten Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen wird von [...] Neu- und Ersatzinvestitionen in moderne Braunkohlekraftwerke ausgegangen sowie einem Ersatz älterer Heizkraftwerke durch neue KWK-Anlagen. Für den gesamten sächsischen Kraftwerkpark wird ein Anstieg der Netto-Engpassleistung von rund 5,9 GW im Jahr 2001 (100 %) auf 9,5 GW (161 %) im Jahr 2020 bzw. knapp 8,7 GW (147 %) im Jahr 2030 ermittelt.⁹⁵

⁹³ Ebd., 69-71, *kursive Hervorhebung* und *Hervorhebung in KAPITÄLCHEN* durch den Verfasser.

⁹⁴ Die Einheit PJ steht für Petajoule bzw. 1 Billiarde Joule (Maßeinheit für Energie).

⁹⁵ Ebd., 71-73, *kursive Hervorhebung* durch den Verfasser.

„Insgesamt steigt die *Nettostromerzeugung* von 32 TWh im Jahr 2001 auf 44 TWh in 2030 an. Dazu tragen vor allem fossile Braunkohle-, Erdgas- und Steinkohlekraftwerke mit einem Anteil von 92 % bei, wovon die Braunkohle alleine 86 % bereitstellt. Entsprechend der energie- und umweltpolitischen Vorgaben wird die Steigerung des Beitrages der erneuerbaren Energiequellen [...] weiter finanziell unterstützt. Dadurch steigt die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen bis 2030 auf 1,8 TWh. Die Gesamtstromerzeugung aus erneuerbaren Energien beträgt 2,7 TWh im Jahr 2030 und hat somit einen Anteil von 6,1 % an der Nettostromerzeugung in Sachsen. Unter [...] Berücksichtigung des schrittweise sich ausweitenden europäischen CO₂-Zertifikatehandels [...] ergeben sich günstige Perspektiven für den Stromexport aus sächsischen [...] Braunkohlekraftwerken, innerhalb des europäischen Stromverbundes. Entsprechend steigt der Nettostromexport mit dem Neubau von zwei neuen Braunkohlekraftwerksblöcken in Sachsen von 11,2 TWh im Jahr 2001 bis auf 19,2 TWh im Jahr 2020 an. Danach kommt es in Folge des leicht steigenden Stromverbrauchs in Sachsen [...] zu einem geringfügigen Rückgang des Nettostromexportes bis auf 17,4 TWh im Jahr 2030.“⁹⁶

„Bis zum Jahr 2030 pendelt der *Primärenergieverbrauch* in Sachsen [...] um ein Niveau von rund 600 PJ und weist damit im Vergleich zu den letzten statistisch erfassten Jahren nahezu keine Veränderungen auf. Wesentlich hierfür sind die Energieeffizienzverbesserungen bei der Energieanwendung, der Stromerzeugung und den sonstigen Energiewandlungstechniken. Letztlich entscheidend sind dafür aber [...] die Effizienzverbesserungen der neugebauten Kraftwerke, die eine Ausweitung der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken zwischen 2010 und 2020 um 64 % ermöglichen bei einem nur um 28 % steigenden Braunkohleeinsatz. Der nach der Wirkungsgradmethode ermittelte Primärenergieverbrauch in Sachsen beruhte im Jahr 2001 zu fast 39 % auf Mineralölen, zu etwa 42,6 % auf Braunkohle, zu ca. 22 % auf Gasen und zu 1,7 % auf erneuerbaren Energiequellen. [...] auch im Jahr 2030 [bleibt Mineralöl] mit einem Anteil von einem Drittel ein bedeutender Primärenergieträger für Sachsen, ebenso wie das Erdgas mit ca. 23 %. Wichtigster [...] wird jedoch die Braunkohle bleiben mit einem Anteil von etwa 45 % in 2030. Der Beitrag aller erneuerbaren Energiequellen macht, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode, rund 6,8 % im Jahr 2030 aus. Nach dem Substitutionsprinzip beträgt er 9,4 %. [...] Entsprechend sinken die energiebedingten *Treibhausgasemissionen* im Vergleich zu 2001 zunächst und steigen dann wieder auf das Emissionsniveau des Jahres 2001 an. Dies kann direkt auf die zunehmende Braunkohleverstromung zurückgeführt werden. [...] Der Primärenergieverbrauch je Einwohner bleibt [...] nahezu unverändert mit einer zum Ende des Betrachtungszeitraumes leichten Zunahme um 10 % gegenüber 2001.“⁹⁷

„Allerdings sinkt die *Energieintensität* der sächsischen Volkswirtschaft (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) deutlich [...] um 2,0 %/a im Zeitraum von 2001 bis 2030. In der Zeitperiode von 1995 bis 2001 waren es 1,8 bzw. 1,4 %/a und in der durch die strukturellen Anpassungen [...] stark geprägten Periode von 1991 bis 1995 rd. 12,5 bzw. 13,0 %/a. Die gesamten *Kosten* (Summe aus Investitionen, Brennstoffkosten und Betriebskosten abzüglich Exporterlös) des Energiesystems zur Bereitstellung der Energiedienstleistung im Zeitraum von 2000 bis 2030 (ohne Berücksichtigung der externen Kosten) belaufen sich kumuliert auf rd. 477 Mrd. Euro (2000er Preise). Die kumulierten *externen Kosten*, die durch die Emission von Schadstoffen in Sachsen entstehen, belaufen sich rein bilanzmäßig im BA-

⁹⁶ Ebd., 73-75, *kursive* Hervorhebung durch den Verfasser.

⁹⁷ Ebd., 76-78, *kursive* Hervorhebungen durch den Verfasser.

SISSZENARIO auf ca. 8,3 Mrd. Euro (2000er Preise) zwischen 2000 und 2030. Die jährlichen externen Kosten, verursacht durch Luftschadstoffemissionen, sind dabei im Zeitablauf leicht rückläufig und bewegen sich in der Größenordnung von rund 0,3 Mrd. Euro pro Jahr.“⁹⁸

Nach der Darstellung der BASISSZENARIO-Ergebnisse und vor der Ableitung von Szenariovarianten wird eine *politische Einordnung* vorgenommen: „Das BASISSZENARIO beschreibt eine Entwicklung der Energieversorgung, die gekennzeichnet ist durch eine Fortschreibung einer Politik, die einerseits den Wettbewerb will, auf der anderen Seite aber über [...] gesetzliche Regelungen und Subventionen in die Märkte zu Gunsten gewisser Technologien eingreift. Eine klare Strategie zur Verwirklichung einer nachhaltigen zukunftsfähigen Energieversorgung bedeutet dies sicher nicht. [...] Grundannahmen – starker Bevölkerungsrückgang auf der einen, weitere gesamtwirtschaftliche Expansion auf der anderen Seite – sind sicherlich zu hinterfragen. [...] Die Entwicklung [...] ist [...] von einer weiter wachsenden Dominanz der fossilen Energieträger geprägt. Ob diese [...] Versorgungsstruktur auch in 30 Jahren aus Ressourcenverfügbarkeitsgründen mit dem Leitbild einer nachhaltigen zukunftsfähigen Entwicklung zu vereinbaren ist, lässt sich [...] allein aus der Perspektive des Freistaates nicht beurteilen. [...] [Es sind] im globalen Maßstab in dem hier untersuchten Zeitrahmen keine Engpässe bei der Versorgung mit diesen fossilen Energieträgern zu erwarten [...] Die energiebedingten CO₂- und Treibhausgasemissionen bleiben insgesamt künftig zwar weiter hinter dem Maximalwert der Vergangenheit zurück, doch kann das im Klimaschutzprogramm Sachsen formulierte CO₂-Minderungsziel [...] nicht erreicht werden. Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen ohne Großfeuerungsanlagen sinken zwischen 1998 und 2010 leicht um 0,7 Mio. t auf 17,6 Mio. t. Auch hier erscheint jedoch eine auf den Freistaat fokussierte Betrachtung [...] angesichts der globalen Dimension des Klimaproblems wenig angebracht. Die Minderung der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in Sachsen um 43 % zwischen 1991 und 2010 geht bereits weit über das hinaus, was Deutschland insgesamt [...] zugesagt hat.“⁹⁹

Auf der Grundlage der Ergebnisse und der Einordnung des BASISSZENARIOS haben die IER-Gutachter in Abstimmung mit der ‚Interministeriellen Arbeitsgruppe‘ und dem ‚Energiedialog Sachsen‘ **vier weitere Szenariovarianten** entwickelt, die anschließend skizziert werden:¹⁰⁰

1. Variante „VERSTÄRKTE ENERGIEEINSPARUNG (ENERGIEEFFIZIENZ)“ (EFF)
2. Variante „ERNEUERBARE ENERGIEN UND KLEIN-KWK“ (EEK)
3. Variante „CO₂-MINDERUNG DURCH EIN ZERTIFIKATEHANDELSSYSTEM“ (ZHS)
4. Variante „NACHHALTIGKEIT“ (NEW) mit der Untervariante NEW-K (K=Kernenergie).

Ad 1: Die SZENARIOVARIANTE EFF ist so konzipiert, dass die Energieeffizienz im Vergleich zum BASISSZENARIO stärker zunimmt. Dies wird ausgedrückt als Abnahme der Energieintensität bzw. des spezifischen Primärenergieverbrauchs (PEV/BIP) um jährlich 0,8 % und ist gleichbedeutend mit einer Senkung um 7 % bis 2010, bzw. 14 % bis 2020 und 21 % bis 2030, jeweils gegenüber dem Bezugsjahr 2001. Erreicht werden soll dieses Ziel durch ein gesamtwirtschaftlich kostenminimales Maßnahmenbündel, das alle Bereiche der Energieversorgung und -anwendung umfasst „[...] z.B. höhere Nachdämmraten im Gebäudebestand, effizientere Heizungssysteme und Elektrogeräte, verbesserte Querschnittstechniken in der Industrie, ver-

⁹⁸ Ebd., 78-79, *kursive Hervorhebungen durch den Verfasser.*

⁹⁹ Ebd., 79-81, *Hervorhebung in KAPITÄLCHEN durch den Verfasser.*

¹⁰⁰ Ebd. 81, die ‚Interministerielle Arbeitsgruppe‘ und der ‚Energiedialog Sachsen‘ zählen zu den Kernelementen der Erarbeitung des ‚Energieprogramm Sachsen‘, IER-Gutachten 2004, 1-3.

brauchsärmere Pkw und Lkw oder der weitere Ausbau bzw. die Erhaltung der ‚Groß‘-KWK einschließlich der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung.“¹⁰¹ Unter diesen Voraussetzungen ist im Prognosejahr 2030 mit einer Abnahme des Endenergieverbrauchs um 9,8 % gegenüber dem Bezugsjahr 2001 und um 17 % gegenüber dem erwarteten BASISSZENARIO-Wert für 2030 zu rechnen. Die SZENARIOVARIANTE EFF weist 2030 den geringsten Primärenergieverbrauch (ca. 20 % weniger als 2001 und als der BASISSZENARIO-Wert für 2030) und die niedrigste Energieintensität (minus 57 % gegenüber 2001) von allen auf. Dabei ändert sich auch die Struktur des Primärenergieverbrauchs und der Stromerzeugung – die um das Jahr 2020 vom Netz gehenden älteren Braunkohlekraftwerksblöcke in Boxberg werden durch Erdgaskraftwerke ersetzt. *Der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2030 liegt auf dem Niveau des BASISSZENARIO. Wichtigster erneuerbarer Energieträger der SZENARIOVARIANTE EFF ist die Windenergie.*¹⁰²

Ad 2: Die SZENARIOVARIANTE EEK orientiert auf einen gegenüber dem BASISSZENARIO forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien und der Klein-KWK (Blockheizkraftwerke und Brennstoffzellen). Demnach soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Strombereitstellung (der im Jahr 2000 3,26 % betrug) auf 8,75 % im Jahr 2010, 17,0 % im Jahr 2020 und 30,0 % im Jahr 2030 angehoben werden. Gleichzeitig soll (ausgehend von 2,7 % im Jahr 2000) ihr Anteil am Primärenergieverbrauch auf 8,0 % im Jahr 2010, 12,0 % im Jahr 2020 und 16,0 % im Jahr 2030 gesteigert werden. Zudem soll der Klein-KWK-Anteil an der Strombereitstellung ebenfalls kontinuierlich erhöht werden, von 1,25 % in 2010, über 3,0 % in 2020 bis auf 7,5 % in 2030. Erreicht werden soll dies wiederum durch ein gesamtwirtschaftlich kostenminimales Maßnahmenbündel, das u.a. die verstärkte Ausschöpfung der technischen Potenziale in Sachsen und eine Erhöhung des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien (insbesondere Offshore-Windkraft) umfasst. Als energiepolitisches Instrument sollen mit diesen Zielen kompatible Quoten eingeführt werden.¹⁰³ *Damit erreicht die SZENARIOVARIANTE EEK im Jahr 2030 von allen Varianten (annahmegemäß) den mit Abstand höchsten Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (30 %) und am Primärenergieverbrauch (16 %). Dabei liefert der Import von Strom aus erneuerbaren Quellen, vor allem Offshore-Windenergie, den größten Beitrag, gefolgt von dem in Sachsen selbst erzeugtem Windstrom und geothermisch erzeugtem Strom. Sollte der Stromimport nicht möglich sein, würden in Sachsen sowohl die Windenergie als auch die Photovoltaik weitaus stärker ausgebaut und 2030 dann 2,3 TWh (Wind) bzw. 2,1 TWh (Sonne) beisteuern. Abgänge bei der Kraftwerkskapazität werden durch neue Braunkohlekraftwerke ersetzt. Es gelingt nicht, den Primärenergieverbrauch unter das relativ hohe BASISSZENARIO-Niveau zu drücken, so dass auch die Energieintensität mit 43 % weniger stark sinkt als in der EFF-Variante. Der Endenergieverbrauch steigt in der EEK-Variante noch an und liegt 2030 wie im BASISSZENARIO um 8,5 % höher als 2001.*¹⁰⁴

Ad 3: Die SZENARIOVARIANTE ZHS ermittelt für unterschiedliche CO₂-Zertifikatspreise den jeweiligen volkswirtschaftlich optimalen CO₂-Minderungsbeitrag des Freistaats Sachsen. Abweichend vom BASISSZENARIO werden „Diese Zertifikatspreise [...] mit Beginn der Einführung im Jahr 2008 gleich für alle Emittentengruppen angesetzt, um eine effiziente CO₂-Minderung zu erreichen. Dabei ist unterstellt, dass der zugrunde liegende Emissionszertifikate-

¹⁰¹ Ebd., 82.

¹⁰² Ebd., 91, 94-97.

¹⁰³ Ebd., 82f.

¹⁰⁴ Ebd., 91, 94-97.

handel europaweit erfolgt, als dessen Ergebnis sich dann die vorgegebenen Zertifikatspreise für alle Emittentengruppen auch in Sachsen einstellen.“ Gerechnet werden vier Preisvarianten: P10, P15, P20, P30, wobei die Ziffern die Zertifikatspreise in Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2010 angeben. Diese Basispreise werden in allen Preisvarianten mit jährlich 4,0 % aufdiskontiert, so dass sich im Jahr 2030 Preise zwischen 21,90 € (Preisvariante P10) und 65,70 € (Preisvariante P30) einstellen. Gegenüber dem BASISZENARIO sinken unter diesen Annahmen in allen Preisvarianten sowohl der Primär- als auch der Endenergieverbrauch, der Primärenergieverbrauch jedoch am stärksten in der P15-Variante und der Endenergieverbrauch am deutlichsten in der P30-Variante, im Jahr 2030 um 6,4 % verglichen mit 2001. Die Braunkohleverstromung bleibt in der niedrigsten Preisvariante (P10) bis 2030 nahezu unverändert. Der Neubau von Braunkohlekraftwerken ist nur bei den drei höheren Preisvarianten und dann erst ab 2020 nicht mehr lohnend. Bei den zwei oberen Preisvarianten wird ab 2020 die Erdgasverstromung wirtschaftlich immer attraktiver, besonders bei der P20-Variante, während bei noch höheren Zertifikatspreisen (P30) die Attraktivität schon wieder abnimmt. *Die angesetzten CO₂-Zertifikatspreise sind selbst in der höchsten Variante P30 noch nicht ausreichend, um bis 2030 weitere Potenziale an erneuerbaren Energien wettbewerbsfähig nutzen zu können.*¹⁰⁵

Ad 4: Die SZENARIOVARIANTE NEW unterstellt im Gegensatz zum BASISZENARIO die Internalisierung der externen Kosten energiebedingter Schadstoffemissionen. Dabei werden für die Nicht-Treibhausgase die Schadenskostenberechnungen von FRIEDRICH/BICKEL 2001 zugrunde gelegt. Die externen Kosten des Treibhauseffektes werden nach TOL 2000 angesetzt, „[...] der feststellt, dass der gegenwärtige Kenntnisstand es nahe legt, dass die marginalen CO₂-Schadenskosten einen Wert von 15 €/t CO₂ wohl nicht überschreiten werden.“ Bestehende Kraftwerke werden bis zum Ende ihrer technischen Nutzungsdauer betrieben. Die Untervariante NEW-K lässt überdies als Zusatzoption den Bau neuer Kernkraftwerke in Sachsen zu.¹⁰⁶ Im Ergebnis führen diese Annahmen im Prognosejahr 2030 zu einer geringfügigen Senkung des Endenergieverbrauchs um 1,3 % im Vergleich zum Bezugsjahr 2001 und um 9 % im Vergleich mit dem BASISZENARIO-Wert für 2030. Die um das Jahr 2020 erforderlichen Ersatzinvestitionen für die Stromerzeugung werden in der SZENARIOVARIANTE NEW durch Erdgaskraftwerke bzw. in der Untervariante NEW-K durch Kernkraftwerke realisiert. *Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in der SZENARIOVARIANTE NEW liegt im Jahr 2030 noch unter dem BASISZENARIO-Niveau, wobei aber wiederum die Windenergie der bedeutendste unter den erneuerbaren Energieträgern ist.* Die beiden Untervarianten unterscheiden sich noch einmal sehr deutlich beim Primärenergieverbrauch; in der NEW-K-Variante (mit Kernenergie) weist er für das Jahr 2030 den höchsten Wert von allen Varianten auf (6 % über dem BASISZENARIO), während die NEW-Variante hier den zweittiefsten Wert nach der EFF-Variante erzielt (jeweils berechnet mit der Wirkungsgradmethode).¹⁰⁷

Neben den energiewirtschaftlichen Kenngrößen versuchen die Autoren des IER-Gutachtens 2004 auch die mit den vier Szenariovarianten verbundenen *gesamtwirtschaftlichen Kosten* zu quantifizieren. Dabei interpretieren sie die errechneten kumulierten Kostendifferenzen bis 2030 als „die energieseitigen Kosten zur Umsetzung der jeweiligen energie- und umweltpoli-

¹⁰⁵ Ebd., 83, 85-88.

¹⁰⁶ Ebd., 83f.

¹⁰⁷ Ebd., 91, 94-97.

tischen Maßnahmen bzw. Vorstellungen“.¹⁰⁸ So errechnen sie für die SZENARIOVARIANTE EFF gegenüber dem BASISSENARIO Mehrkosten in Höhe von 3,5 Mrd. € bei einer gleichzeitigen CO₂-Minderung von 252 Mio. t, was CO₂-Minderungskosten von 14 €/t entspricht. Die SZENARIOVARIANTE EEK schneidet nach den Berechnungen der Gutachter bei gleich hohen Kosten aber geringerer CO₂-Reduzierung mit 84 €/t noch deutlich schlechter ab. Dagegen ermitteln sie für die SZENARIOVARIANTE NEW trotz einer erheblichen CO₂-Minderung von 250 Mio. t gegenüber dem BASISSENARIO sogar eine Kostenersparnis von 3,7 Mrd. €. Bei annähernd gleicher CO₂-Emissionssenkung ist die NEW-Variante also um 7,2 Mrd. € günstiger als die EFF-Variante. Die Untervariante NEW-K mit der Kernenergieoption würde nach Angaben der Gutachter diesen Effekt sogar noch verstärken, d.h. nochmals kostengünstiger sein.¹⁰⁹

Abschließend ziehen die Gutachter aus ihren Szenarioanalysen diese *Schlussfolgerungen*: „Im **BASISSENARIO** bei relativ moderaten CO₂-Zertifikatspreisen stellt die Braunkohleverstromung in Sachsen auch zukünftig eine attraktive Option dar. [...] hinsichtlich ihres Potenzials und der damit verbundenen ökonomischen Auswirkungen zeigt die [...] **VARIANTE EEK** nur geringe Emissionsminderungseffekte bei erheblichen ökonomischen Konsequenzen, so dass von der Formulierung eines derartigen Handlungsziels abzuraten ist. In einer derartigen Strategie würden die begrenzten Biomassepotenziale aus heimischen Quellen verstärkt in der Stromerzeugung verwendet werden. Wird demgegenüber auf die Variante Nachhaltigkeit abgestellt, so ist der Biomasseeinsatz im Wärmemarkt vorteilhafter. [...] Bei der **VARIANTE** [...] **EFF** erfolgt eine Verbesserung der Energieeffizienz [...] insbesondere im Gebäudebereich und in der Industrie. [...] Um diese Entwicklung durch energiepolitische Maßnahmen zu erreichen, wäre beispielsweise eine Energiesteuer für alle energieverbrauchenden Aktivitäten einzuführen, die z.B. im Jahr 2010 [...] 0,42 €₀₀ je Liter leichtes Heizöl bzw. Dieselkraftstoff betragen müsste. Diese Pönale zeigt beispielhaft, dass eine alleine auf eine starke Effizienzsteigerung abzielende Energiepolitik in Sachsen mit erheblichen Belastungen für die sächsische Wirtschaft und die sächsischen Bürger verbunden sein würden. [Bei der **VARIANTE ZHS** werden] [...] Effizienzsteigerungen im Vergleich zum Energieeffizienzscenario leicht schwächer umgesetzt. Höhere Zertifikatspreise gefährden zudem den Kraftwerksstandort Sachsen in Bezug auf die Braunkohleverstromung. In den **VARIANTEN** [...] **NEW** bzw. **NEW-K** werden die mit der Umweltnutzung entstehenden externe Kosten in das Marktgeschehen integriert. [...] [und] eine relativ hohe CO₂-Reduktion mit geringen durchschnittlichen Minderungskosten realisiert. [...] Als wesentliche Ansatzpunkte zur Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems in Sachsen gilt es, die CO₂-Intensität der Energienutzung verursachungsgerecht und emittentengruppenübergreifend in den Markt zu integrieren sowie die mit den Emissionen von Luftschadstoffen verbundenen externen Kosten zu internalisieren. Unter diesen Voraussetzungen bedarf es keiner gesonderten Förderung einzelner Techniken oder Technologiegruppen über Einspeise- oder Bonusvergütungen, wie sie [...] mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gewährt werden, oder einer auf den Energiegehalt einzelner Energieträger bezogenen Ökosteuern. Die Bereiche, die in einem derartigen Umfeld [...] noch nicht konkurrenzfähig sind, wie z.B. die erneuerbaren Energien oder neue Braunkohlekraftwerkskonzepte [...] bedürfen [...] einer zeitlich befristeten Markteinführungshilfe bzw. der verstärkten Forschung und Entwicklung[...]"¹¹⁰

¹⁰⁸ Ebd., 98.

¹⁰⁹ Ebd., 98-100.

¹¹⁰ Ebd., 103-107, Hervorhebungen durch den Verfasser.

6. Fazit mit Schlussfolgerungen für Westsachsen und Nordhessen

6.1 Zur Definitions- und Disaggregationsproblematik

In den vorangegangenen Abschnitten wurden eine Reihe von klima- und energiepolitischen Zielmarken, Prognosen und Szenarien für Deutschland, Europa und die Welt vorgestellt. Gemeinsamer Ausgangspunkt war eine allgemeine Erläuterung der Begriffe und ihrer Interdependenzen. Dabei ist deutlich geworden, dass den theoretisch eindeutigen Definitionen nicht in allen für diesen Review analysierten Literaturquellen immer gefolgt wird und die Begriffe Prognose und Szenario nicht selten synonym benutzt werden. Der Zusammenhang von politischen Zielmarken auf der einen und Szenarien bzw. Prognosen auf der anderen Seite wurde mit Blick auf die mit diesem Papier angestrebte Nutzbarmachung einschlägiger Szenarien für das „FlächEn“-Projekt (vgl. Fußnote 1) diskutiert. Es wurde festgestellt, dass die Windkraft als erneuerbare Energie ohne Zweifel einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der von der Bundesregierung angestrebten klima- und energiepolitischen Ziele leisten kann, dass damit jedoch noch nicht klar ist, wie hoch z.B. die Windenergiequote am Stromverbrauch Hessens oder Sachsens sein muss, damit das Oberziel für Deutschland insgesamt erreicht werden kann. Die Festlegung eines Ziels auf nationaler Ebene („20 % weniger CO₂-Emissionen bis 2020“) heißt nämlich nicht automatisch, dass alle Teilräume dieses Ziel 1:1 übernehmen müssen, sondern dass die Erreichung des nationalen Oberziels mit teils räumlich unterschiedlichen Zielquoten möglich ist. Regionalisierte Teilziele könnten z.B. sinnvoll sein, wenn einzelne Bundesländer bzw. Planungsregionen besondere Klimaschutzpotenziale oder komparative Kostenvorteile aufweisen. Erschwerend kommt hinzu, dass sich die im vorigen Satz aufgeworfene Frage nicht nur räumlich sondern auch sektoral und maßnahmenstrategisch stellt, so dass sich die volle Komplexität des Disaggregationsproblems erst bei einer Überlagerung von sektoraler, maßnahmenstrategischer und räumlicher CO₂-Minderungs politik zeigt.

6.2 Zur Onshore-Windenergieentwicklung in Deutschland bis 2020

Dem Fokus des „FlächEn“-Projekts entsprechend beschränkt sich die folgende Zusammenfassung der in den Abschnitten 4 und 5 vorgestellten Prognosen und Szenarien auf den für das Jahr 2020 erwarteten Stand der Onshore-Windenergie in Deutschland. Auf die Offshore-Entwicklung, andere erneuerbare Energien, längerfristige Prognosehorizonte sowie europäische und globale Szenarien wird an dieser Stelle nicht noch einmal eingegangen. Von den im Zeitpunkt der Erstellung der *dena-Netzstudie* (2005) noch nicht belegten Eignungsflächen lagen allein 2/3 im ‚Binnenland Nord‘ (Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt), während die südlicheren Bundesländer generell nur wenig Eignungsflächen ausgewiesen haben. Weit verbreitet in der Literatur ist die Einschätzung, dass sich die Erschließung neuer Standorte für die Windenergie in Deutschland ab 2010 auf Gebiete in der Nord- und Ostsee beschränken wird und die weitere Onshore-Entwicklung vom Repowering älterer und leistungsschwächerer Windenergieanlagen (WEA) geprägt sein wird. Entscheidend für den dabei erzielbaren Zuwachs an installierter Windenergieleistung ist der Repowering-Faktor, der seinerseits vor allem von der Leistung der zu ersetzenden Altanlage und der zulässigen Nabenhöhe abhängt. Je nachdem wird mit Repowering-Faktoren von 1,1 / 1,2 / 1,4 / 2 / 3 oder 5 gerechnet. Weil die ältesten (und schwächsten) WEA überwiegend in den Küstenländern stationiert sind, lassen sich in Niedersachsen und Schleswig-Holstein auch die höchsten Repowering-Faktoren erzielen und damit die größten Leistungszuwächse durch Repowering erreichen.

Großen Einfluss hat auch der Umgang mit den vor der BauGB-Novelle von 1998 außerhalb der Vorrang- und Eignungsgebiete errichteten Einzel-WEA, zumal diese häufig die heute geltenden Mindestabstände zur Wohnbebauung nicht einhalten. Je nachdem ob den davon betroffenen WEA-Betreibern das Repowering am gleichen Standort oder kompensatorisch an einem anderen Standort gestattet wird oder nicht, steigt, stagniert oder sinkt die installierte Leistung. Andere wesentliche Variablen neben zulässiger Nabenhöhe, einzuhaltenden Abstandsregeln und Repowering-Faktor sind für die weitere Entwicklung der Windenergie an Land noch der Flächenbedarf für WEA (die *dena-Netzstudie* nennt je nach Randbedingungen 5, 7 oder 10 ha/MW) und die WEA-Auslastung (in den ausgewerteten Studien werden für Onshore-WEA im Mittel ca. 1.750 äquivalente Volllaststunden pro Jahr angesetzt). In Abhängigkeit von den genannten Einflussfaktoren wird für das Jahr 2020 in Deutschland ein Ausbaustand der Windenergie an Land zwischen 22.270 MW (Untergrenze) und 33.600 MW (Obergrenze) erwartet, wobei der untere Wert bereits Ende 2007 von der Realität überholt worden ist. Am häufigsten genannt und wohl am wahrscheinlichsten ist ein mittlerer Wert um 27.000 MW. Bemerkenswert erscheint noch die Einschätzung der *ÖkolOptAusbaustudie*, dass auch unter Einhaltung strenger naturschutzfachlicher Restriktionen mehr Flächen für die Windenergie verfügbar sein könnten als heute tatsächlich von vielen Planungsregionen ausgewiesen werden.

6.3 Zur Windenergieentwicklung in Westsachsen bis 2020

Das auf Westsachsen bezogene Fazit stützt sich hauptsächlich auf die *dena-Netzstudie* und die wissenschaftliche Begleitforschung zum Energieprogramm Sachsen 2004 (IER-Gutachten), daneben noch auf das bisher nur im Entwurf vorliegende Energieprogramm 2007 für den Freistaat Sachsen. Das *IER-Gutachten* unterscheidet zwischen den theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzialen der erneuerbaren Energieträger und stellt auf dieser Basis fest, dass die Geothermie mit 70 % Anteil am technischen Gesamtpotenzial den mit Abstand größten Beitrag zur Stromerzeugung liefern könnte, wogegen die Windenergie mit einem Anteil von 5 % noch hinter der Photovoltaik (19 %) nur den dritten Rang einnimmt. Es wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass die Optionen mit den größten Potenzialen die vergleichsweise teuersten sind. Laut diesem Gutachten weist die Windenergie gemessen am technischen Potenzial derzeit mit 59 % den zweithöchsten Ausnutzungsgrad von allen erneuerbaren Energiequellen nach der Wasserkraft (68 %) auf, während die Photovoltaik erst bei 0,03 % liegt.

Zur Szenarienkonzeption des *IER-Gutachtens* sind einige kritische Anmerkungen angebracht. So ist z.B. der Annahme im BASISSENARIO, dass mit der Einführung eines europaweiten CO₂-Emissionshandels andere Steuerungsinstrumente wie das EEG oder die Ökosteuern obsolet werden, nicht zuzustimmen, da es sich etwa beim EEG vor allem um ein Instrument der Technologieförderung handelt. Zu kritisieren ist auch die im Gutachten vorgenommene politische Einordnung, wonach die bis 2030 erwartete weiter wachsende Dominanz der fossilen Energieträger in Sachsen dem Freistaat nicht vorgehalten werden dürfe, weil für eine Beurteilung ihrer Verträglichkeit mit dem Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung eine übergeordnete nationale oder globale Perspektive eingenommen werden müsse. Bei der SZENARIOVARIANTE EEK, die stärker auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien setzt, ist nicht nachvollziehbar warum hier Abgänge im Kraftwerkspark durch neue Braunkohlekraftwerke ersetzt werden sollen und z.B. nicht durch Gaskraftwerke wie das bei den SZENARIOVARIANTEN EFF und NEW ja auch möglich sein soll. Dieses Vorgehen erscheint inkonsistent und widerspricht einem ‚fairen‘ Szenarienvergleich. Anzuzweifeln ist auch die der SZENARIOVARIANTE NEW

zugrunde gelegte Annahme, dass die marginalen CO₂-Schadenskosten den Wert von 15 €/t CO₂ nicht überschreiten werden. Insgesamt könnte der Eindruck entstehen, dass bei der Konzeption der verschiedenen Szenariovarianten nicht neutral vorgegangen wurde und die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Kostenberechnungen dadurch systematisch zu Lasten der Erneuerbaren Energien und zu Gunsten der Braunkohleverstromung verzerrt worden sind.

Geht man von der Aussage des *IER-Gutachtens* aus, dass die technische Potenzialausnutzung der Windkraft in Sachsen im Bezugsjahr 2001 bei 59 % lag und die tatsächlich in Sachsen installierte WEA-Leistung laut LfUG Ende 2001 bei 418 MW, lässt sich daraus für Sachsen ein Basispotenzial von 708 MW ableiten. Das zitierte Gutachten hält aber unter bestimmten Voraussetzungen (zusätzliche Flächenausweisung, Repowering) nochmals eine Steigerung um 56 % für möglich, so dass die insgesamt in Sachsen installierbare WEA-Leistung auf 1.105 MW beziffert werden kann. Demgegenüber rechnet die regionalisierte Prognose des DEWI für die *dena-Netzstudie* in Sachsen für das Jahr 2020 mit einer installierten WEA-Leistung von 1.182 MW und der in seinen Annahmen etwas skeptischere dena-Fachbeirat immerhin noch mit 1.033 MW. Würdigt man diese verschiedenen Einschätzungen und nimmt den derzeitigen Entwicklungsstand von 826 MW per Ende 2007 hinzu, so sind 1.100 MW für Sachsen bis 2020 als realistisch anzusehen. Geht man von einer unveränderten Aufteilung der installierten WEA-Leistung auf die drei sächsischen Regierungsbezirke aus, so dass auf Westsachsen auch 2020 wie bisher 28 % entfallen, wäre den obigen Prognosen zufolge mit 290 bis 330 MW installierter WEA-Leistung im Jahr 2020 in Westsachsen zu rechnen.

Positiv erscheint die Einschätzung der Erneuerbaren Energien auch im Entwurf des *Energieprogramms 2007* für den Freistaat Sachsen, wo mittelfristig eine Einspeisung von rund 2.000 GWh/a aus der Windkraftnutzung in Sachsen für möglich gehalten wird, was gemessen am heutigen Stromverbrauch einem Anteil von immerhin 10 % entsprechen würde.

6.4 Zur Windenergieentwicklung in Nordhessen bis 2020

Das auf Nordhessen bezogene Fazit kann sich im Prinzip nur auf die dena-Netzstudie stützen, da vergleichbare Gutachten wie in Sachsen für Hessen bisher nicht in Auftrag gegeben worden sind. Immerhin gibt es zumindest die Aussage im *Energiebericht Hessen 2006*, wonach der Anteil der gesamten erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in Hessen bis 2015 auf 15 % erhöht werden soll und die Windenergienutzung dazu einen, zwar begrenzten, aber dennoch angemessenen Beitrag leisten soll. Die regionalisierte Prognose des DEWI für die *dena-Netzstudie* erwartet in ganz Hessen für das Jahr 2020 eine installierte WEA-Leistung von 1.063 MW, während der von restriktiveren Annahmen ausgehende dena-Fachbeirat nur mit 879 MW rechnet. Die bis Ende Juni 2008 in Hessen bereits installierte WEA-Leistung betrug 475 MW, also etwa die Hälfte des bis 2020 erwarteten Ausbaus. In Nordhessen waren Ende 2007 knapp 217 MW installiert. Blicke es 2020 beim jetzigen Anteil Nordhessens von gut 45 % der in Hessen installierten WEA-Leistung, könnten dann zwischen 395 MW (dena-Fachbeirat) und 479 MW (DEWI) in Nordhessen installiert sein.

Literatur

- Ausbaugutachten (2005): Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Untersuchung im Auftrag des BMU, durchgeführt von der Arbeitsgemeinschaft DLR-Institut für Technische Thermodynamik Stuttgart / ZSW Stuttgart / WZ NRW Institut für Arbeit und Technik / WI Wuppertal, bearbeitet von J. Nitsch, F. Staiß, B. Wenzel und M. Fishedick, Dezember 2005. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Nitsch_Ausbau_EE_bis_2020.pdf
- Bauchmüller, Michael (2008): Das Ziel ist im Weg. In: Süddeutsche Zeitung, 24./25.05.2008.
- BMU (2007): Klimaagenda 2020: Der Umbau der Industriegesellschaft. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin. April 2007. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_klimaagenda.pdf.
- BMU (2007): Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin. Dezember 2007. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf.
- BWE (2008): Datenblatt Windenergie 2007, Stand: 31.12.2007. Bundesverband WindEnergie e.V., Osnabrück. <http://www.wind-energie.de/de/statistiken/datenblatt-2007/>
- Dena-Netzstudie (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, durchgeführt vom Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, bearbeitet von A. Jansen, J.-P. Molly, B. Neddermann, U. Bachmann, H.-P. Gerch, E. Grebe, S. Gröninger, M. König, A. Könnemann, M. Lösing, Y. Saßnick, G. Seifert, C. Siebels, W. Winter, M. Bartels, C. Gatzen, M. Peek, W. Schulz und R. Wissen, Endbericht Februar 2005. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/kraftwerke_netze/netzstudie1/dena-netzstudie_1_haupttext.pdf
- DEWI (2001): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1. Studie des Deutschen Windenergie-Instituts GmbH (DEWI), Wilhelmshaven, im Auftrag des BMU, im Rahmen des F & E Vorhabens 999 46 101, bearbeitet von K. Rehfeldt, G. J. Gerdes und M. Schreiber, April 2001. <http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/offshore02.pdf>
- DEWI (2002): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 2. Studie des Deutschen Windenergie-Instituts GmbH (DEWI), Wilhelmshaven, im Auftrag des BMU, im Rahmen des F & E Vorhabens 999 46 101, bearbeitet von T. Neumann, C. Ender, J.-P. Molly, B. Neddermann, W. Winkler und M. Strack, Endbericht November 2002. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/windenergie_studie02.pdf

Godet, Michel (2001): Creating Futures. Scenario Planning as a Strategic Management Tool. London: Economica.

GWEC/Greenpeace (2006): Global Wind Energy Outlook 2006. Erstellt vom Global Wind Energy Council (GWEC), Brüssel und Greenpeace International, Amsterdam, bearbeitet v. Crispin Aubrey, Angelika Pullen, Arthouros Zervos und Sven Teske, September 2006. http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Global_Wind_Energy_Outlook_2006.pdf

Hennicke, Peter; Manfred Fishedick (2007): Erneuerbare Energien. München: C. H. Beck.

HMWVL (2006): Energiebericht 2006 der Hessischen Landesregierung. Teil 1: Aktivitäten der Landesregierung. Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung (HMWVL), Wiesbaden. http://www.wirtschaft.hessen.de/irj/zentral_Internet?rid=zentral_15/zentral_Internet/nav/3a9/3a95072f-a961-6401-e76c-d1505eb31b65,54e092d7-b400-9013-3e2d-c44e9169fccd,22222222-2222-2222-2222-222222222222,22222222-2222-2222-2222-222222222222,11111111-2222-3333-4444-100000005006.htm&uid=3a95072f-a961-6401-e76c-d1505eb31b65.

Homeyer, Olav (2001): Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz. Gutachten im Auftrag des UBA Berlin als Unterauftrag für Kuhbier und Fouquet, Brüssel. Flensburg, Oktober 2001. http://www.uni-flensburg.de/eum/files/Gut_11_01.pdf

IER-Gutachten (2004): Wissenschaftliche Begleitung des Energieprogramm Sachsen. Gutachten des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, im Auftrag des SMWA, Dresden, bearbeitet von U. Fahl, B. Rühle und A. Voß, Schlussbericht März 2004. http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/ep_sachsen/Schlussbericht%2021Feb05.pdf

IFEU (2007): Erneuerbare Energien kompakt. Ergebnisse systemanalytischer Studien des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, im Auftrag des BMU, bearbeitet von Martin Pehnt. 2., erweiterte Auflage Mai 2007. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_factsheets.pdf

Jahrbuch EE (2007): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007. Autor: Frithjof Staiß. Herausgeber: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. Radebeul: Biebertstein.

Krämer, Marcel (2003): Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie. (zugl. Diss. Uni Bremen 2002). Düsseldorf: VDI-Verlag.

Leitstudie (2007): Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des BMU von Joachim Nitsch, Stuttgart, in Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“ des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik, Februar 2007. <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007.pdf>

- ÖkolOptAusbaustudie (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, FKZ90141803, durchgeführt von der Arbeitsgemeinschaft DLR-Institut für Technische Thermodynamik Stuttgart / ifeu Heidelberg / WI Wuppertal, bearbeitet von J. Nitsch, W. Krewitt, M. Nast, P. Viebahn, S. Gärtner, M. Pehnt, G. Reinhardt, R. Schmidt, A. Uihlein, K. Scheur-
len, C. Barthel, M. Fishedick und F. Merten, März 2004.
http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf
- Redlinger, Robert Y.; Per D. Andersen; Poul E. Morthorst (2002): Wind Energy in the 21st Century. Basingstoke, Hampshire; New York, N.Y.: Palgrave.
- ScMI (2008): Scenario Management International AG, Paderborn: Glossar.
http://www.scmi.de/Unternehmen_Glossar.html
- SMUL (2001): Klimaschutzprogramm des Freistaates Sachsen. Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (SMUL), Dresden. (http://www.smul.sachsen.de/umwelt/download/klima/klimaschutzprogramm_sachsen.pdf)
- SMWA (2007): Energieprogramm Sachsen 2007. Leitlinien und Schwerpunkte der sächsischen Energiepolitik (Entwurf 31. Januar 2007). Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit (SMWA), Dresden. http://www.smwa.sachsen.de/set/431/entwurf_energieprogramm_2007.pdf;
- WBGU (2003): Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU). Berlin; Heidelberg: Springer.
- Wikipedia (2008): WIKIPEDIA - Die freie Enzyklopädie. Wikimedia Foundation Inc., San Francisco, Ca., USA. <http://de.wikipedia.org/wiki/Prognose> vom 19.05.2008
<http://de.wikipedia.org/wiki/Szenario-Technik> vom 19.05.2008
- WindGuard (2005): Potenzialanalyse „Repowering in Deutschland“. Studie der Deutschen WindGuard GmbH, Varel, im Auftrag der WAB Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen e.V., bearbeitet von K. Rehfeldt und G. J. Gerdes, Endbericht Februar 2005.
http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Repowering/studie_repowering_wab.pdf
- WindGuard (2007): Kapitel 6 – Stromerzeugung aus Windenergie (§ 10 EEG) – des Forschungsberichts „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG“ im Auftrag des BMU, bearbeitet von K. Rehfeldt und J. Wallasch, November 2007. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_forschungsbericht5_7.pdf