



LAND
BRANDENBURG

Ministerium für Umwelt, Gesundheit
und Verbraucherschutz

Klima

Fachbeiträge des LUGV

Heft Nr. FGF

**Kurzgutachten
zu Klimaschutzeffekten
möglicher Varianten der
Energiesstrategie 2030**

**Landesamt für
Umwelt,
Gesundheit und
Verbraucherschutz**

Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (LUGV)

Kurzgutachten

zu Klimaschutzeffekten möglicher Varianten der Energiestrategie 2030

Herausgeber:

Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (LUGV)
Seeburger Chaussee 2
OT Groß Glienicke
14476 Potsdam
Tel.: 033201 - 442 171
Fax: 033201 - 43678

Autoren:

Carsten Linke, Klaus Kaldun, Hermann Harders
LUGV, Referat T2 - Klimaschutz, Umweltbeobachtung und -toxikologie,
E-Mail: carsten.linke@lugv.brandenburg.de,
Tel.: 033201 – 442 322
Fax: 033201 – 442 399

LUGV-Kurzgutachten zu Klimaschutzeffekten möglicher Varianten der Energiestrategie 2030

Anlass:

- Vorlage des Endberichts des ATK/DI-Gutachten „Grundlagen für die Erstellung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg“, 15.11.2011
- Erlass des MUGV zur Beurteilung der Klimaeffekte einzelner Kraftwerksprojekte vom 24.10.2011

Inhaltsverzeichnis

0. Summary	5
1. Ausgangslage	6
2. Die klimapolitischen Zielstellungen für 2020 und 2030	8
2.1 Aktuelle Entwicklungen der Klimagasemissionen	8
2.2 Entstehung des Klimaschutzzieles für 2020/2030	9
3. Strategiefortschreibung	10
4. Entwicklung des Kraftwerksparks	12
4.1 Einbeziehung der Industrie- und Heizkraftwerke	12
4.2 Durchschnittliche Jahresvollbenutzungsstunden	13
4.3 Stilllegung des Kraftwerkes Jänschwalde	15
4.4 Ertüchtigung des Kraftwerkes Schwarze Pumpe	16
4.5 Neubau eines Kohlekraftwerkes	17
4.5.1 Berechnung des Kohlebedarfs und der CO ₂ -Emissionen	18
4.5.2 Berechnung der CO ₂ -Abscheidemenge	18
4.6 Neubau von Gaskraftwerken	19
5. Bewertung vorliegender Gutachten	19
5.1. Bewertung des ATK/DI-Gutachtens „Grundlagen für die Erstellung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg“	19
5.1.1 Vorbemerkung	19
5.1.2 Effekt 1 (Szenarienannahmen)	20
5.1.3 Effekt 2 (Effizienzbemühungen)	20
5.2 Anmerkungen zum Prognos-Gutachten „Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“	23
6. Fazit: <i>Das Szenario 2a+</i> und Ausblick	24
6.1 Das zielorientierte Szenario	24
6.2 Ergebnisübersicht	25
6.3 Ausblick	27
Anhang: Vorschlag Lenkungskreis für die Szenarien-Annahmen (4 Folien)	29
7. Literaturverzeichnis	31

0. Summary

Die aktuelle energie- und klimapolitische Zielstellung des Landes, die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 % und bis 2030 um weitere 35 % zu senken, ist grundsätzlich erreichbar. Das Klimaschutzziel für 2020 kann deutlich überboten und novelliert werden.

Wesentliche Elemente einer zukünftigen Energiestrategie müssten zur Zielbeibehaltung fortgeschrieben oder konkretisiert werden:

- Senkung des Endenergieverbrauchs und Erhöhung der Energieeffizienz,
- ersatzlose Stilllegung des Kraftwerkes Jänschwalde bis 2030,
- Ertüchtigung des Kraftwerkes Schwarze Pumpe und Weiterbetrieb bis 2045,
- Zubau gasbasierter Regelkraftwerke und Ausbau des Power-to-Gas-Systems,
- moderater Ausbau der Erneuerbaren Energien (besonders Windkraft und Photovoltaik).

Das Manko des ATK/DI-Gutachtens „Grundlagen für die Erstellung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg“ (kurz ATK/DI-GG) besteht darin, dass die Untersuchung auf die Erzeugerseite fokussiert wurde. Dabei werden die aus Klimaschutzsicht effektivste Versorgungsvariante ausgespart und wesentliche Effekte im Endverbrauchsbereich nicht betrachtet. Es wurden sehr pauschale methodische Ansätze gewählt, aber sehr konkrete Schlussfolgerungen gezogen.

Das langfristige Klimaschutzziel kann erreicht werden, wenn die bisherigen Betrachtungen zu einem *Szenario 2a+* weiterentwickelt werden. Dies bedeutet u.a., die Maßnahme „Effizienzsteigerung des KW Schwarze Pumpe durch Braunkohletrocknung“ zu integrieren und gleichzeitig alle Effekte, die sich in der Energieerzeugung und im Endenergiebereich durch Veränderungen im Energiemix ergeben, mit zu bilanzieren.

Für die Szenarien 2b/c gibt es keine energiewirtschaftliche Notwendigkeit. Dies geht aus dem Konzept der Bundesregierung und aktuellen Prognos-Studien hervor [2], [3]. Die beiden ATK/DI-GG-Szenarien, die den Bau neuer Kohlekraftwerke vorsehen, stehen den Erfordernissen hinsichtlich der Netzstabilität und Flexibilität zukünftiger Versorgungssysteme entgegen und sind aus Klimaschutzsicht abzulehnen (besonders Variante 2b) oder nur zweitrangig (Variante 2c). Ohne eine Erprobungsphase (CCS-Demonstrationskraftwerk und Monitoring zur Verpressung) liegen keine gesicherten Kenntnisse über den Klimaschutzeffekt derartiger Prozesse vor und sind somit nicht abschließend bilanzierbar.

Das Prognos-Gutachten „Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“ (kurz Prognos-Rbk) enthält ebenfalls zwei Szenarien („Netzbeschränkung“ und „CCS-Ausbau“) die nicht die Notwendigkeit von Kraftwerksneubauten auf Braunkohlebasis belegen, sondern lediglich die Wirkung eines solchen Zubaus betrachten.

Der Zielwert des kurzfristigen Klimaschutzzieles (2020) kann um ca. 4 Mio. t CO₂ unterschritten werden. Somit könnte zeitnah ein deutlicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet und die Zielerreichung für 2030 erleichtert werden.

1. Ausgangslage

Im Mai 2008 wurden durch die damalige Landesregierung die Energiestrategie 2020 (kurz Estr2020) und der Maßnahmenkatalog zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels verabschiedet und in ihren Zielstellung und Maßnahmen aufeinander abgestimmt. In Folge wurde ein differenzierter Umsetzungsprozess entwickelt und ein Monitoring aufgebaut.

Die drei quantifizierten Zielstellungen der Energiestrategie 2020 lauten:

1. Minderungsziel zum Endenergieverbrauch (EEV):
 - ▶ bis 2020 Senkung um 13 % (=39,8 PJ) gegenüber 2004 (300,9 PJ); das ist eine Senkung um durchschnittlich ca. 1 % pro Jahr
2. Ausbauziel Erneuerbare Energien (EE):
 - ▶ bis 2020 Erhöhung Anteil der EE am Primärenergieverbrauch auf 20 % (=120 PJ)
3. Minderungsziel energiebedingter CO₂-Emissionen:
 - ▶ bis 2020 Reduktion um 40 % (=36,4 Mio. t) gegenüber 1990 (91,0 Mio. t); das ist eine Reduktion um 5,0 Mio. t gegenüber 2006 und
 - ▶ bis 2030 Reduktion um weitere 35 % (=31,8 Mio. t) gegenüber 1990 [4; S.35/36].

Gleichzeitig wurde ausgeführt, dass:

- den größten Beitrag zur Erreichung des langfristigen Klimaschutzzieles der Bereich der Stromerzeugung (Umwandlung) leisten soll,
- keine neuen Braunkohlekraftwerke errichtet werden, wenn die CO₂-Abscheidung und die CO₂-Speicherung weder technisch noch rechtlich geklärt sind [4; S.39].

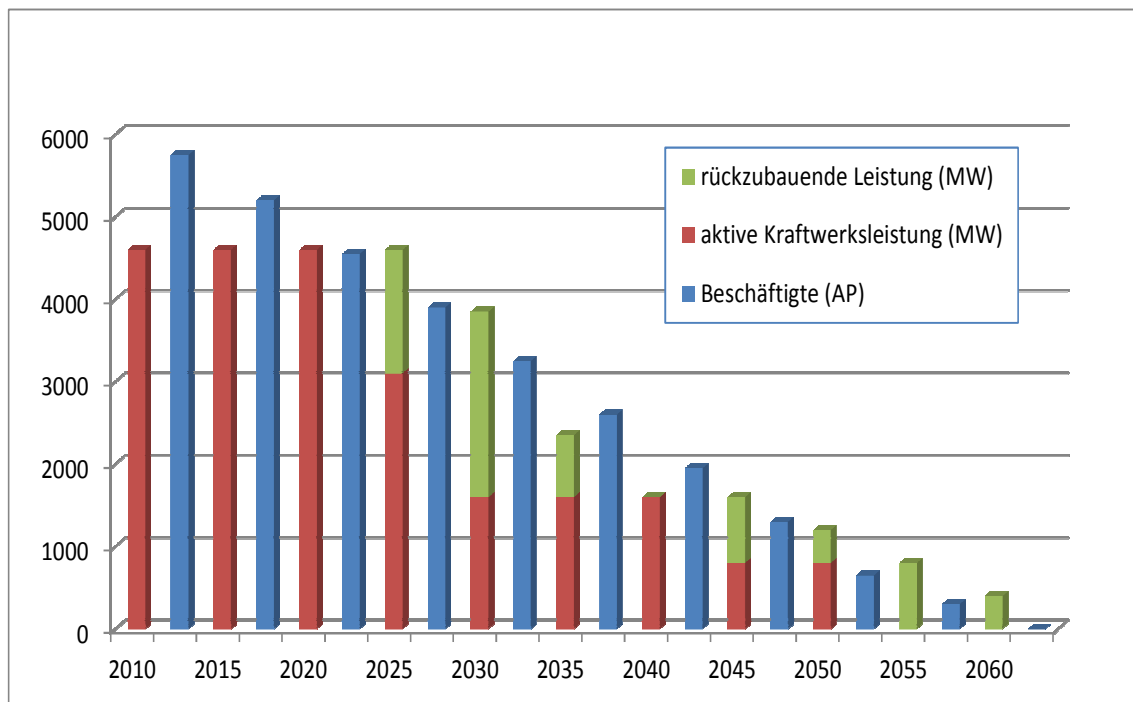
Klimaschutz ist kein Selbstzweck. Durch eine effiziente und emissionsarme Energiedienstleistung sinkt die Importabhängigkeit der Industriegesellschaft und setzt neue ökonomische Spielräume frei. Langfristig erspart Klimaschutz heute Folgekosten und -schäden in ungeahnter Größenordnung. Die klimapolitischen Notwendigkeiten ergeben sich aus den Gefahren des globalen Wandels.

Aktuelle Analysen, die die derzeitigen globalen Klimagaskonzentrationen widerspiegeln, kommen zum Ergebnis, dass die Tagesmitteltemperaturen um 6 Grad in der Region Nordostdeutsches Tiefland ansteigen werden [5]. Dies ist auch mit extremen Einzelereignissen und gravierenden Schäden verbunden und geht weit über die Ergebnisse bisheriger Modellvergleiche für die Region Berlin-Brandenburg hinaus [6], [7].

Es liegt besonders in der Verantwortung der Industrieländer, die Klimagasemissionen zu senken. Auch das Land Brandenburg muss sich dieser Verantwortung stellen, denn es hat die Möglichkeiten zur Weichenstellung ohne seine Volkswirtschaft zu gefährden. Brandenburg hat pro Kopf-Emissionen (auch nach Abzug der exportbedingten Emissionen), die weit über dem deutschen Durchschnitt liegen [8].

Mit der Verabschiedung der Energie- und Klimaschutzstrategie hat die Landesregierung bereits 2008 einen schrittweisen Ausstieg aus der Braunkohlennutzung beschlossen. Dies hat der Koalitionsvertrag zwischen SPD und DIE LINKE für die 5. Wahlperiode aufgegriffen und noch mal verdeutlicht. In der Dekade 2020-2030 soll sich die Kohleverstromung verringern und so einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Somit steht das Land für die Region Lausitz vor einer planbaren Herausforderung. Der Ausstieg aus der Braunkohle in Brandenburg kann bis spätestens 2050 vollzogen werden, wobei der Beginn dieses Prozesses erst nach 2015 liegt. Die Minderung der Beschäftigtenzahlen ist berechenbar,

langfristig bekannt und kann sozialverträglich erfolgen (s. Abb 1). Die steuerlichen Mindereinnahmen stehen einer verminderten Subventionierung des Tagebaubetriebs, zusätzlichen Einnahmen der Wachstumsbranchen und vermiedenen Umweltkosten gegenüber.



Quelle: LUGV

Abb. 1 mögliche Entwicklung von Kraftwerksleistung und Beschäftigten* in der Braunkohle
 (* Annahme: Gleichverteilung der aktuellen Beschäftigten über alle Altersgruppen)

Der Koalitionsvertrag von SPD und DIE LINKE für die 5. Wahlperiode des Brandenburger Landtags greift dieses Leitbild auf und präzisiert folgendes:

„Das Land Brandenburg ist Vorreiter beim Einsatz Erneuerbarer Energien. In der Perspektive gilt es, neben der Steigerung der Energieeffizienz und Energieeinsparung, den Anteil Erneuerbarer Energien weiter auszubauen. Um diese Zielsetzung zu verwirklichen, wird die Landesregierung Regelungen zum Vorrang und Ausbau Erneuerbarer Energien schaffen und die Energiestrategie 2020 des Landes diesbezüglich unter Einbeziehung landesweiter Netzwerke und Institutionen systematisch weiter entwickeln...“

„...Die Koalition hält an der Verstromung des wichtigen einheimischen Energieträgers Braunkohle als Brückentechnologie fest. Als Beitrag zum Klimaschutz wird sich die Landesregierung für die schrittweise Umstellung auf CO₂-arme Kraftwerke einsetzen. Die Koalition strebt an, die rechtlichen Rahmenbedingungen so zu verändern, dass neue Braunkohlekraftwerke ab 2020 nur bei drastischer Reduktion des CO₂-Ausstoßes genehmigt werden. Neue Kraftwerke soll es in Brandenburg nur geben, wenn damit die in der Energiestrategie 2020 festgelegten CO₂-Reduktionsziele von 40 Prozent bis 2020 und weiteren 35 Prozent bis 2030 gegenüber 1990 erreicht werden können. Hierzu soll der Umwandlungs-Sektor den größten Beitrag leisten. Dazu sollen mit den Betreibern neuer oder zu modernisierender Kraftwerke öffentlich-rechtliche Verträge abgeschlossen werden, um so einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2020 des Landes zu leisten...“

Die Landesregierung hat nun angekündigt, dass zum Jahresende 2011 Eckpunkte für eine neue Energiestrategie vorgelegt werden. Im Vorfeld wurden zahlreiche Gutachten vergeben und teilweise bereits vorgelegt. Dazu gehören u.a.:

- ATK/DI-Gutachten mit den Grundlagen für die Erstellung der Energiestrategie,
 - BTU Cottbus Netzstudie 2,
 - DI-Nachhaltigkeitscheck zum ATK/DI-GG,
- sowie die Studien der Prognos AG u.a. für das BMWi und Vattenfall Europe.

Die aktuellen Ergebnisse lassen erkennen, dass das Klimaschutzziel eine variable Größe und keine feste Zielmarke für die Aufgabenstellung der Gutachter war. Die Fragestellungen im Zusammenhang mit einer Strategiefortschreibung hätten auch lauten können:

- Wie erreicht das Land die eigenen Zielstellungen?
- Was steht der Zielerreichung im Weg?
- Wie können die Hemmnisse abgebaut werden?
- Können die Zielstellungen ausgeweitet oder für einzelne Sektoren konkretisiert werden?

2. Die klimapolitischen Zielstellungen für 2020 und 2030

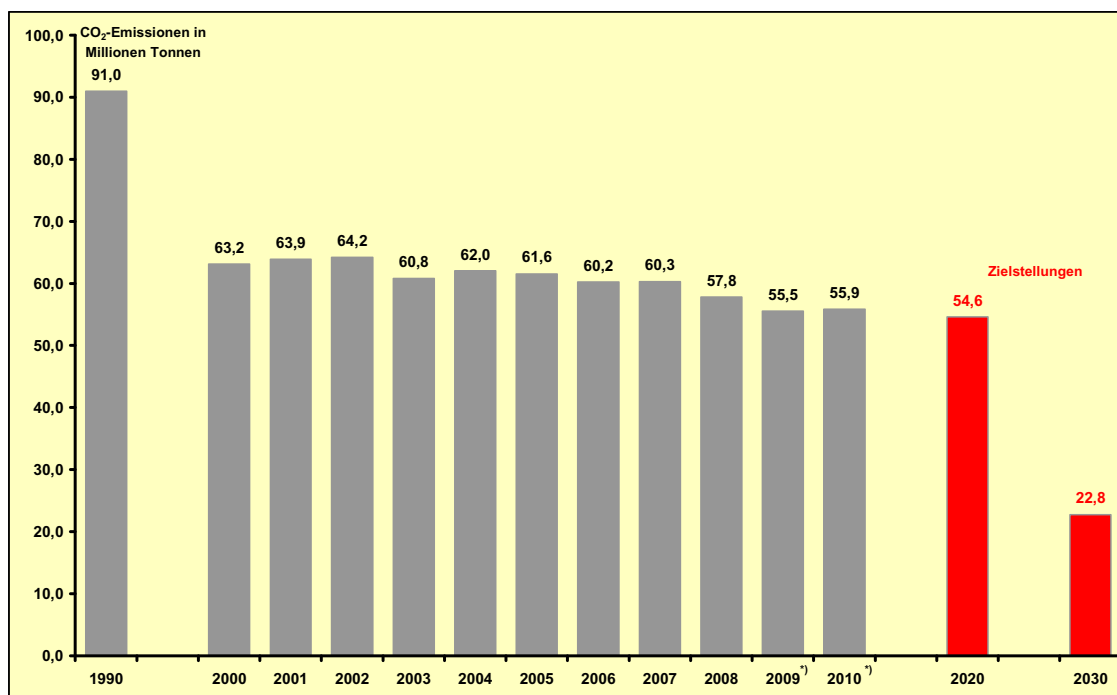
Die Zielstellungen unterteilen sich in zwei Etappen. Im Nachgang werden:

- 1.) die aktuelle Entwicklung dargestellt und
- 2.) die Zielsetzungen erläutert werden.

2.1 Aktuelle Entwicklungen der Klimagasemissionen

In dem Protokoll der 3. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention in Kyoto vom 10.12.1997 werden völkerrechtlich verbindliche, quantitative Ziele für die Emission von Treibhausgasen für Industrieländer festgelegt. Das Kyoto-Protokoll definiert auch die zu bilanzierenden Klimagase. Im Nachgang wird nur die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen erläutert.

Die Abb. 2 zeigt zwischen den Jahren 2004 und 2010 einen Rückgang der energiebedingten CO₂-Emissionen um 10 % und verdeutlicht den für Brandenburg gewünschten positiven Trend bei der Reduzierung der energiebedingten CO₂-Emissionen.



Quelle: LUGV Brandenburg

¹⁾ vorläufige Angaben

Abb. 2: Energiebedingte CO₂-Emissionen (gesamt) im Land Brandenburg

Wie sich diese Emissionen auf die einzelnen Sektoren verteilen oder welche Brennstoffe zu welchen Anteilen zum Ergebnis beitragen ist der aktuellen Klimagasinventur für 2010 zu entnehmen [8].

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen im Land Brandenburg positiv ist und sie weiterhin das Kernstück der Klimagasemissionen („Kyoto“-Treibhausgase) sind. Die Emissionswerte liegen unter den Vorjahreswerten und lassen die Einschätzung zu, dass das Zwischenziel für 2020 überboten werden kann. Die Klimagasbilanz zeigt auch auf, wie die beiden wichtigsten Klimaschutzinstrumente, der Emissionshandel und der Ausbau der Erneuerbaren Energien, wirken.

2.2 Entstehung der Klimaschutzziele für 2020/2030

Im Zusammenhang mit der aktuellen Energie- und Klimaschutzstrategie wurden Referenz- und Zielszenarien für den Zeitraum bis 2020 erstellt und detailliert durchgerechnet. Es wurde dabei davon ausgegangen, dass die Braunkohleverstromung auf Basis genehmigter Tagebaue relativ stabil bleibt und somit erst in der Dekade zwischen 2020 und 2030 wesentliche Minderungseffekte eintreten.

Für das Ziel 2020 wurden durch die Umsetzung der Effizienzstrategie und der damit verbundenen Absenkung des Energieverbrauchs folgende Minderungsbeiträge einbilanziert:

- für die Bereiche Private Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen ca. 2,1 Mio. t,
- für den Bereich Verarbeitendes Gewerbe/Industrie ca. 1,1 Mio. t.

Weitere Minderungen werden durch die sinkende Auslastung der Kohlekraftwerke erwartet (1,8 Mio. t).

Dass mögliche Minderungseffekte bei der Abfassung dieser Margen im Bereich der Stromerzeugung unterschätzt wurden, zeigen die konkreten Emissionszahlen einzelner Kraftwerke (s. Tab.1). Die nächsten zwei Jahre werden zeigen, wie groß die Auswirkungen der Wirtschafts- und Finanzkrise und die des eingeleiteten Atomausstiegs sind. Auf die langfristige Zielgröße hat der Atomausstieg keine Auswirkung, da zum Zeitpunkt der Zielfindung und Verabschiedung (2007/2008) bereits von einem Atomausstieg ausgegangen wurde.

Für das Ziel 2030 wurden, aufbauend auf die Zielgröße für 2020, folgende weitere Minderungseffekte innerhalb der IMAG Energiestrategie herausgearbeitet:

- Stilllegung des Kraftwerkes Jänschwalde um ca. 20 bis 25 Mio. t (in Abhängigkeit der Größe und Effektivität des Ersatzes durch eine CCS-Anlage),
- Effektivitätssteigerung im verbleibenden Kraftwerkspark um ca. 2 Mio. t,
- Endenergieverbrauchssektor um ca. 5 Mio. t.

Das Ziel wurde am oberen Ende der Spannbreite (32 Mio. t) fixiert und lautet deshalb „Reduktion um weitere 35 % (= 31,8 Mio. t, insges. 75 %) gegenüber 1990“ [4].

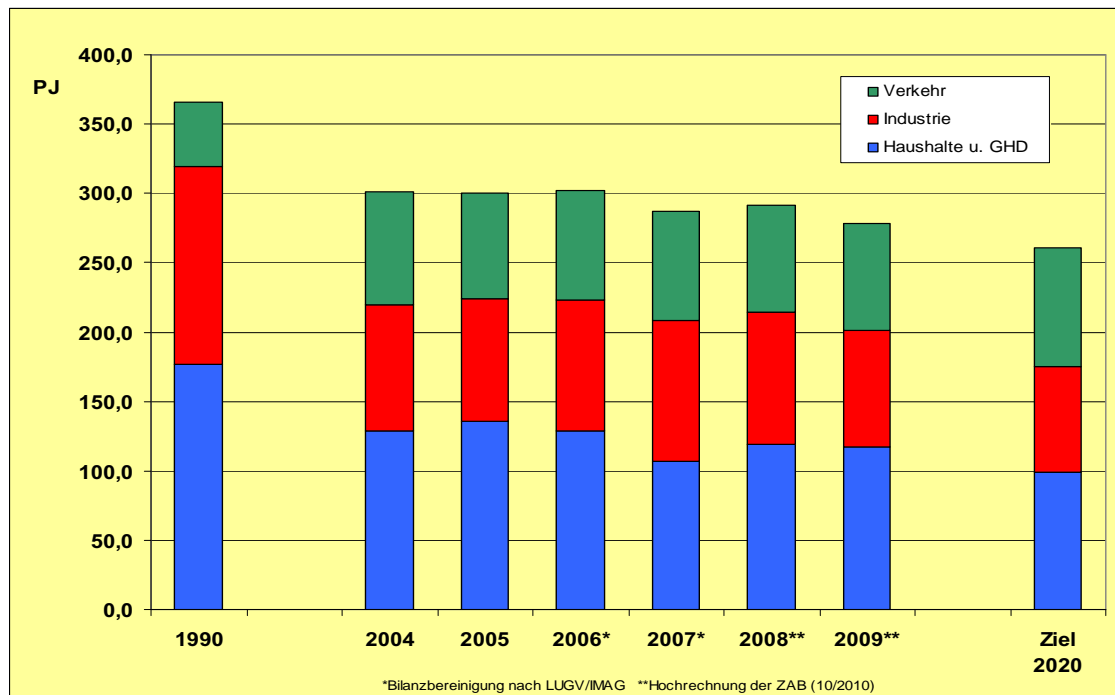
Die Senkung des Endenergieverbrauchs (s. Abb. 3) und Auslastung der Kohlekraftwerke ist stärker rückläufig als 2007/08 angenommen. Gleichzeitig werden flexible Kraftwerke stärker genutzt. Insgesamt führt dies zu deutlichen Minderemissionen (s. Tab.1).

Für die langfristige Entwicklung wird die These eines deutlicheren Rückgangs der Kraftwerksauslastung auch durch die Studie „Energieszenarien 2011“ der Gruppe aus Prognos-AG, EWI und GWS (kurz: Prognos-E2011) gestützt. Hier sind drastische Veränderungen bilanziert, wobei auch auf kurzfristig stabilisierende Phasen (ca. 2010-2012) hingewiesen wird (s.a. Tab. 2).

Tab. 1: Entwicklung der CO₂-Emissionen aus ausgewählten Vattenfall-Kraftwerken (kt CO₂/a) im Land Brandenburg (2005 – 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Diff.
Kohlekraftwerke (summiert)	37.743,6	35.939,1	36.619,8	35.919,0	34.027,2	34.620,4	-3.123,2
Gasturbinenkraftwerke (summiert)	23,4	16,7	36,3	27,2	39,4	40,5	+17,1

Quelle: LUGV



Quelle: ZAB 10/2010

Abb. 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Land Brandenburg

3. Strategiefortschreibung

Die Fortschreibung einer aufeinander abgestimmten Energie- und Klimaschutzstrategie sollte sich einerseits an den bestehenden Zielen und andererseits an den Möglichkeiten des Landes orientieren. In Anbetracht des aktuellen Entwicklungsstandes,

- bei dem das Klimaschutzziel für 2020 fast erreicht ist,
 - die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern (ET) bereits zu 75 % den Jahresstrombedarf abdeckt,
 - die Stromexportquote über 60 % beträgt und
 - das BIP weiter steigt und sich zunehmend vom Energieverbrauch abkoppelt,
- stehen die Chancen sehr gut, die Energiewende konsequent fortzuführen und somit einen Beitrag zum globalen Klimaschutz und zur nationalen Strategie zu leisten.

Das Klimaschutzziel von 40 % CO₂-Minderung gegenüber 1990 bis 2020 kann überboten und das Klimaschutzziel für 2030 erreicht werden, wenn:

1. die Effizienzmaßnahmen zur Endenergieeinsparung konsequent umgesetzt und an die Entwicklungen angepasst werden,
2. der Kraftwerkspark bis 2030 an die neuen Erfordernisse anpasst wird,
3. die Erneuerbaren Energien moderat und zielgerichtet ausgebaut werden,
4. die Neugestaltung des Energiemixes zur Bedarfsdeckung einkalkuliert wird.

Eine Minderung des Endenergieverbrauchs um jährlich 1 % entspricht den Zielstellungen der aktuellen Estr2020 und sollte als Mindestmaß und nicht als Maximalvariante in die Fortschreibung der Energiestrategie einfließen. Eine Weiterentwicklung des Teilzieles ist möglich (s. Kap.5.1.3).

Zur Weiterentwicklung des Kraftwerksparks gehört, dass:

- das Kraftwerk Jänschwalde schrittweise bis 2030 ersatzlos stillgelegt wird,
- im Kraftwerk Schwarze Pumpe Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden,
- gasbasierte Regelkraftwerke gebaut werden,
- bestehende Industrie- und Heizkraftwerke stärker integriert werden und
- die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) konsequent ausgebaut wird.

Zu einem moderaten Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) auf ca.150 PJ gehört,:

- dass auf eine stärkere energetische Nutzung von Biomasse verzichtet wird,
- dass die Photovoltaikleistung auf bis zu 3.500 MW gesteigert wird (insbes. auf Dach-, Frei- und Infrastrukturf Flächen),
- dass die Windkraftleistung auf ca. 9.500 bis 10.500 MW ausgebaut wird.

Für den Ausbau der Windkraft ist die Bereitstellung einer Nettonutzungsfläche von 2 % der Landesfläche notwendig. Der Zuwachs an Leistung soll ab 2020 hauptsächlich durch Repowering in bestehenden Eignungsgebieten realisiert werden.

Die Zielstellung für den Photovoltaikausbau bezogen auf 2030 entspricht fast der alten Zielstellung für 2020. Die neue Zielsetzung reflektiert die Probleme der Vergangenheit und setzt zukünftig mehr auf verbrauchernahe Lösungen im Gebäudebereich (z.B. Dächer, Fassaden) und Infrastrukturf Flächen (z.B. Lärmschutzwände, Gewerbeflächen, Deponien). Die großen Freiflächenanlagen bleiben weiterhin Bestandteil der Strategie.

Die energetische Nutzung der Biomasse soll qualitativ und nicht quantitativ ausgebaut werden. Besonders der Ausbau der Bioenergie muss sich an klimapolitischen Nutzeffekten und nachhaltigen Kriterien messen lassen um ökologische Fehlentwicklungen zu vermeiden. Dies kann nur im Kontext einer nachhaltigen Landnutzung erfolgen. Die Begleitung der Energie- und Klimaschutzstrategie durch ein Landnutzungskonzept scheint geboten.

Der zügige Ausbau der Erneuerbaren Energien und der sehr schleppende Substitutionsprozess konventioneller Leistung führen zu extremen Herausforderungen bei den Netzbetreibern und zur Notwendigkeit von kurz- und mittelfristiger Speicherung überschüssiger Strommengen. Dies kann in Form von Strom- und Gasspeicherung erfolgen. Bei Stromüberschuss können durch Umwandlung in Wasserstoff oder Methan diese Gasmengen gespeichert werden. In Zeiten des Unterangebotes EE oder der Regelträgeit konventioneller Anlagen kann Strom rückgespeist werden. Für diese Power-to-Gas-/Gas-to-Power-Strategie ist der Bau neuer gasbetriebener GuD-Kraftwerke, Gasturbinenanlagen und KWK-Anlagen notwendig. Gleichzeitig müssen die Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen verbessert werden, um sie als Regel- und Spitzenlastkraftwerke zu nutzen. Ein Ausbau der zugehörigen Wärmespeicher dient somit ebenfalls der Entlastung des Stromnetzes.

Langfristig ändert der Zuwachs an EE nicht nur den Energiemix der Angebotsseite und die CO₂-Intensität der Bruttostromerzeugung, sondern auch den Energiemix in den verschiedenen Sektoren des Endenergieverbrauchs. So werden die Anteile der Mineralölprodukte und Gase im Endenergieverbrauch deutlich abnehmen bzw. der „Bioanteil“ in den Energieträgern zunehmen. Gleichzeitig wird sich der direkte Anteil der EE im EEV erhöhen. Es kommt zu einer deutlichen Substitution der fossilen Energie und gleichzeitig zur Minderung von Klimagasen. Für die langfristige Bilanzierung des Endenergieverbrauchs gilt, dass die CO₂-Intensität des Verbrauchs stärker abnimmt als der

Verbrauch selbst. Beide Prozesse bedingen einander. Des Weiteren ist zu beachten, dass eine effektive Endenergieverbrauchssenkung, je nach Verbrauchssektor, an unterschiedliche ökonomische Zwänge und Investitionszyklen gebunden ist. Der 20-jährige Betrachtungszeitraum bietet aber zahlreiche Umsetzungsmöglichkeiten.

4. Entwicklung des Kraftwerkparks

Die Stromversorgungssysteme befinden sich bereits in einem deutlichen Wandel. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird die Struktur der Stromerzeugung nachhaltig verändern. Zudem wird der steigende Anteil zeitvariabler Erzeugung die Charakteristik des Lastmanagements deutlich verändern. Stromerzeugung und Strombedarf werden zeitlich und räumlich auseinanderdriften. Daraus ergeben sich in den nächsten Jahrzehnten enorme Herausforderungen. Diese können im Wesentlichen in drei Kategorien eingeteilt werden:

- Langfristige Leistungsabsicherung in der Stromerzeugung,
- Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz und
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen [3].

4.1 Einbeziehung der Industrie- und Heizkraftwerke

Bereits heute ist abzusehen, dass die rechnerische Strombedarfsdeckung durch Erneuerbare Energien bis 2020 deutlich zunehmen wird (80-90% in Brandenburg; 35-45% bundesweit). Für 2030 wird durch ATK/DI-GG eine Überdeckung des gesamten Strombedarfs von Berlin und Brandenburg aus Erneuerbaren Energien ausgewiesen. Zur Ausschöpfung dieses Potenzials sind ein umfassender Netzausbau und ein Durchbruch bei der Entwicklung von Energiespeichertechnologien unverzichtbar. Bis dahin soll und kann aus energie-wirtschaftlichen Gründen auf die Braunkohleverstromung nicht vollständig verzichtet werden (Brückentechnologie bis 2045), da es durch die Marktbeherrschung der Kohlekraftwerke an Regelleistung außerhalb der Industriebetriebe fehlt.

Zur Entspannung der Situation am Kraftwerksmix könnten die zahlreichen Heiz- und Industriekraftwerke (HKW, IKW) beitragen. Durch den aktuellen Gesetzesrahmen rentiert sich in den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nur der wärmegeführte Betrieb. Mit der Lockerung dieses Korsetts wären zwei Dinge zu erreichen:

- mehr verfügbare Regelleistung
- direktes Strommanagement über die Wärmespeicherung im stromgeführten Betrieb.

In Berlin stehen HKW mit einer Leistung von 2.610 MW_{el}. Im Land Brandenburg gibt es außerhalb der Stahlindustrie kaum einen größeren Industriebetrieb, der nicht sein eigenes IKW betreibt (in Summe ca. 1.000 MW_{el}). Hinzu kommen zahlreiche Heizwerke (HW). Für diese Anlagen wird davon ausgegangen, dass binnen 20 Jahren eine vollständige Abkehr von Braunkohle erfolgt und die HKW/IKW ebenfalls anteilig nachgerüstet oder durch effektivere Anlagen ersetzt werden [3]. Dieser Umbau ist eng mit dem Ausbau der KWK verbunden. Er erfolgt jedoch nicht nur auf Ebene der großen HKW/IKW, sondern auch im Bereich der kleinen Blockheizkraftwerke. Diese Entwicklung trägt dazu bei, dass die Anzahl der Einzelfeuerungsanlagen zur Wärmebereitstellung (Heizkessel, Thermen u.a.) gemindert und insgesamt ein geringerer Brennstoffverbrauch ermöglicht wird. Dieser Prozess wird durch die Zielstellungen des Bundes zum KWK-Ausbau und dem Emissionshandel (nach TEHG) gestützt sowie durch den Atomausstiegsbeschluss beschleunigt [2].

Durch die Energieträgerumstellung (z.B. weniger Rohbraunkohle und Erdöl, mehr Biomethan und Wasserstoff im Erdgas) und die Effizienzsteigerung ergeben sich deutliche CO₂-Minderungseffekte. Die 20 größten Anlagen der „übrigen Erzeugung“ unterliegen den

Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) und haben von 2008 auf 2010 eine Emissionsreduktion von mehr als 6 % realisiert [8]. Es wird abgeschätzt, dass der Umbau der „übrigen Erzeugung“, mit dem Schwerpunkt der Industrie- und Heizkraftwerke, eine spezifische Minderung von bis zu 20 % bis 2030 ermöglicht. Die neu zu errichtenden GuD-Gaskraftwerke könnten dazu einen zusätzlichen Beitrag leisten. Auf den Minderungseffekt wirkt die OPAL-Gasverdichterstation in Radeland abschwächend.¹

Darüber hinaus ist auch mit Effizienzsteigerungen und Emissionsminderungseffekten in den übrigen Anlagen des Umwandlungssektors, der Erdölverarbeitung (Raffinerien) zu rechnen. Diese könnten ca. 10 % in Bezug auf die aktuelle Zuteilung im TEHG (ca. 0,17 – 0,19 Mio. t CO₂/a) betragen [8].

Für die nächsten Jahrzehnte wird für den Ausbau der KWK und die Ertüchtigung der vorhandenen HKW/HW/IKW mit einer Minderung von 0,6 Mio. t bis 2020 und weiteren 1,0 Mio. t bis 2030 gerechnet.

4.2 Durchschnittliche Jahresvollbenutzungsstunden

Schon im November 2010 erreichte die Windstromerzeugung an Einzeltagen das Niveau der Gesamtlast im Netzgebiet von 50Hz-Transmission [9]. Zahlreiche Netzprobleme resultieren aus der geringen Abregelbarkeit der konventionellen Anlagen. Die schrittweise Stilllegung überzähliger Grundlastkapazität in der Größenordnung von 3.000 MW bis 4.500 MW von insgesamt 9.300 MW würde keine Versorgungslücke im Netzgebiet von 50Hz-Transmission nach sich ziehen und sich positiv auf den notwendigen Energiemix auswirken.

Analog der Szenarien auf Bundesebene ist auch für die Region Brandenburg-Berlin mit einem Zubau von Gaskraftwerken und einem Rückbau konventioneller Kraftwerke zu rechnen. Die Verstromung von Erdgas und Gasgemischen erlangt eine größere Bedeutung. Vorteilhaft sind u.a. kürzere Bauzeiten, bessere Regelbarkeit und geringere Emissionen als bei Kohlekraftwerken. Im Gegensatz zu Prognos-E2011 werden im ATK/DI-GG zwei bzw. vier Varianten untersucht, in denen ein Braunkohlekraftwerk mit 2.000 MW Leistung zugebaut wird. In den B-Varianten ohne CCS-Technologie und in den C-Varianten mit der Abscheidetechnik. Das Konzept des Bundes sieht lediglich Steinkohle-Kraftwerke in Kombination mit CCS als zukunftsfähig an [2].

Bei der Beurteilung der Kraftwerke hinsichtlich ihrer Klimarelevanz werden im Folgenden lediglich das jeweilige Kraftwerk und dessen CO₂-Emissionen betrachtet. Für die Bilanzierung sind neben Leistung, Wirkungsgrad und Brennstoff die Betriebsstundenzahlen bzw. die Vollbenutzungsstunden bedeutsam.

Hierfür wird auf die Expertise des Gutachtens Prognos-E2011 für das BMWi zurückgegriffen. Die ermittelten durchschnittlichen Jahresvollbenutzungsstunden erscheinen in Anbetracht der sich abzeichnenden Entwicklungen und Notwendigkeiten plausibel und sind in der Tab. 2 und Abb. 4 für ausgewählte Jahre dargestellt.

Für die Beurteilung der Varianten im Grundlagengutachten zur Fortschreibung der Energiestrategie sind folgende Fragen interessant:

1. Wie hoch ist der CO₂-Minderungseffekt durch Stilllegung des Kraftwerkes Jänschwalde?
2. Welche CO₂-Minderungseffekte ergeben sich im Kraftwerk Schwarze Pumpe?
3. Wie hoch sind die CO₂-Emissionen eines Kohlekraftwerksneubaus mit und ohne CCS?
4. Wie hoch sind die CO₂-Emissionen eines Gaskraftwerksneubaus?

¹ Ausbaustand der Verdichterstation 2011: 3 Verdichter mit 32 MW; ca. 4.500 h/a analog zu GVSt Mallnow; Emissionen: 0,228 Mio. t/a; bei Ausbau durch Abhitzeessel oder 4ten Verdichter ca. 0,25 Mio. t/a

Tab. 2: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern im Ausstiegsszenario

	2008	2015	2020	2025	2030
Atomkraft ²	6.953	7.386	7.374	0	0
Steinkohle	4.547	3.422	2.477	2.966	3.656
CCS	0	0	0	7.133	7.133
Braunkohle	6.814	7.151	6.692	6.264	5.265
CCS	0	0	0	0	0
Erdgas	3.375	3.353	3.289	2.663	2.154
Heizöl	1.382	121	0	0	0
Pumpspeicher	826	768	789	992	932
Lauf- und Speicherwasser	3.908	3.624	3.814	4.445	4.422
Wind onshore ³	1.690	1.900	2.040	2.120	2.164
Wind offshore	0	3.033	3.400	3.700	3.800
Biomasse ⁴	5.846	5.397	5.416	5.514	5.514
Photovoltaik	739	960	960	960	960
Geothermie	5.500	6.818	6.818	6.818	6.818

Quelle: Prognos/EWI/GWS Energieszenarien 2011

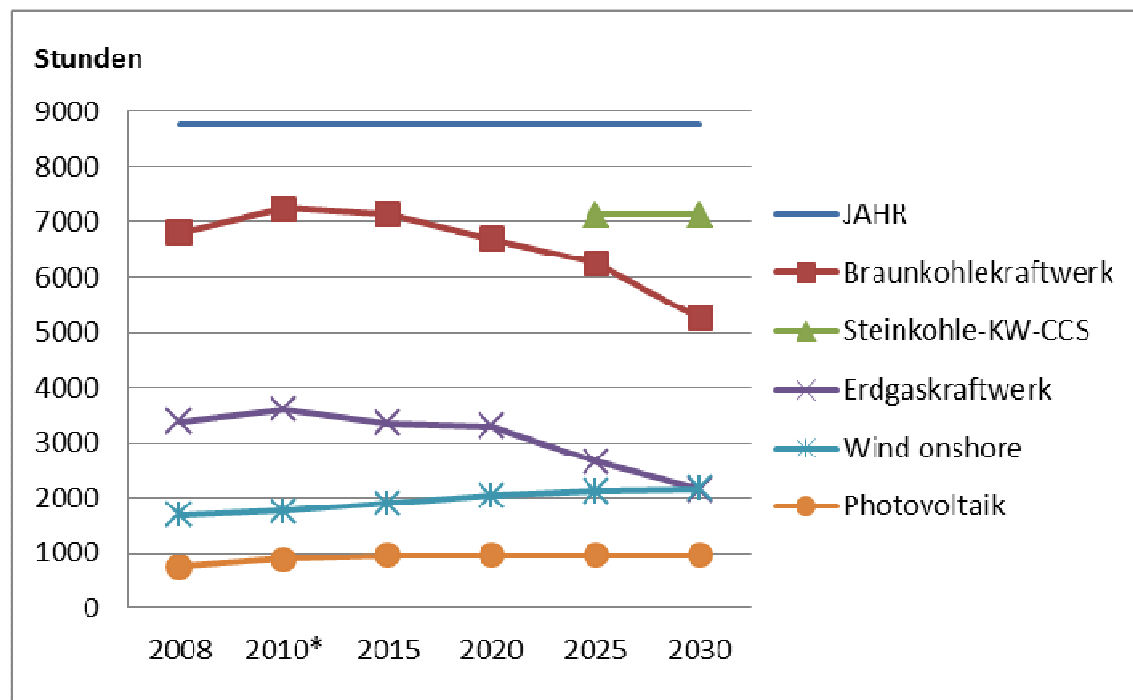
1 inklusive Auslastung durch KWK-Betrieb (außer bei Geothermie und Biomasse)

2 ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

3 inklusive Windabschaltung

4 enthält biogenen Müll, Klär- und Deponiegas

Speziell für die Fragen 3 und 4 ist ausschlaggebend, ob es bereits konkrete Planungen für derartige Anlagen gibt und mit welchen Parametern zu rechnen ist. Für den Neubau von gasbetriebenen GuD-Kraftwerken gibt es zwei Projekte die als relevant einzustufen sind (Prennitz und Wustermark). Für einen Neubau eines Kohlekraftwerkes gibt es dies nicht.² Lediglich der Bau eines ca. 300 MW großen Demonstrationskraftwerkes mit CCS wird seitens Vattenfall Europe konsequent verfolgt.



Quelle: Prognos-E2011

*Auffüllung der Daten durch LUGV

Abb. 4 Jahresvolllaststunden nach Energieträgern zur weiteren Berechnung

² DPA-Interview mit Tuomo Hatakka am 19.10.2011: „...Hatakka. "Unsere Strategie ist klar: Ohne CCS werden wir keine neuen Kohlekraftwerke bauen - weder für Braunkohle noch für Steinkohle." Das geplante Steinkohle-Kraftwerk in Hamburg-Moorburg werde aber noch fertiggestellt.“

4.3 Stilllegung des Kraftwerkes Jänschwalde

Die Berechnungen zur CO₂-Minderungen basieren u.a. auf den Angaben des DEHst-Registers für das Kraftwerk Jänschwalde (KWJ) für den Berichtszeitraum 01.01.-31.12.2010.

Die CO₂-Gesamtemission betrug 23.486.345 t (23,5 Mio. t). Es ist bekannt, dass ein Brennstoffgemisch aus Rohbraunkohle (Rbk), Siedlungsabfällen und einer breiten Palette anderer Energieträger in geringerer Menge eingesetzt wird. Der Anteil der Rohbraunkohle an der gesamten CO₂-Emission betrug 97,7 %.

Im Nachgang wird deshalb von folgenden weiteren Parametern ausgegangen:

- Bruttoleistung: 3.000 MW (6 x 500 MW)
- Nettoleistung: 2.790 MW
- Netto-Wirkungsgrad: 0,34³
- Ø Heizwert Rbk: 8,65 MJ/kg

Daraus wurde für 2010 eine Vollbenutzungsstundenzahl von 7.252 h ermittelt.

Zur Beurteilung der CO₂-Minderung wurden die Emissionen für ausgewählte Vollbenutzungsstunden in 2 Varianten berechnet:

- V 1: Mit der Änderung der Stundenzahl ändert sich ausschließlich die Einsatzmenge an Rbk.
- V 2: Mit der Änderung der Stundenzahl ändern sich alle Energieträger und Stoffe proportional.

Tab. 3: Ergebnisse der Emissionsberechnungen für das Kraftwerk Jänschwalde

h/a	7.150	7.252	7.900
	t CO ₂		
Variante 1	23.154.513	23.486.345	26.049.808
Variante 2	23.156.007	23.486.345	25.584.959

Quelle: LUGV

Beide Varianten unterscheiden sich bei einer angenommenen Kraftwerksauslastung mit 7.900 h/a um rund 465.000 t CO₂. Auch künftig ist davon auszugehen, dass das KWJ Abfälle unterschiedlicher Art verbrennt und nicht wieder auf reinen Braunkohlenbetrieb umstellt.

Der Minderungsbetrag an CO₂-Emissionen, der sich durch die Stilllegung des KWJ ergibt, muss konkret auf ein Bezugsjahr bezogen werden. Als Bilanzjahre empfehlen sich die Jahre 2004 und 2010. Für 2004 liegt eine allseits anerkannte, detailliert Energiebilanz vor. Sie war für die noch gültige Energiestrategie eine wichtige Bezugsgröße. Auch das Prognos-Gutachten zur Estr2020 nimmt 2004 als Referenzjahr und enthält alle relevanten Bilanzgrößen. Als Alternative sollte das Jahr 2010, auf dem die Emissionsberechnung des Kraftwerkes basiert, herangezogen werden.

Der Minderungsbetrag durch die Stilllegung des KW Jänschwalde beträgt bezogen auf 2004 26,21 Mio. t und bezogen auf 2010 23,49 Mio. t CO₂.

Der Rückgang der Vollbenutzungsstunden würde für das KW Jänschwalde in 2020 1,81 Mio. t weniger CO₂-Emissionen ergeben.

Die Nachfrage bei AT Kearney ergab, dass für das Kraftwerk Jänschwalde im Gutachten mit einer Minderungsgröße von 27,06 Mio. t ab 2026 gerechnet wurde. Das entspräche einer unrealistischen Auslastung von 8206 h/a bis 8355 h/a je nach Brennstoffmix.⁴

³ Laut Pressemitteilung sind einzelne Blöcke bereits auf 37 % in Spitzenzeiten ausgelegt. Amtliche Bestätigungen konnten dafür nicht gefunden werden.

⁴ Die realen Emissionen des KW Jänschwalde betragen im Bezugsjahr 2007 des ATK/DI-GG lediglich 24,2 Mio. t.

4.4 Ertüchtigung des Kraftwerkes Schwarze Pumpe

Die Stilllegung des Kraftwerkes Schwarze Pumpe (KWSP) steht aktuell nicht zur Diskussion. Das Kraftwerk bildet die Basis für die Kohlenutzung weit über das Jahr 2030 hinaus. Für das KWSP stehen mehrere Herausforderungen an:

- Optimierung des Teillastverhaltens und Erhöhung der Regelbarkeit,
- Nachrüstung einer Kohlevortrocknung und Wirkungsgraderhöhung,
- wirtschaftlicher Betrieb unter den Bedingungen des TEHG.

Im Folgenden werden ermittelt:

- a) wie hoch der Wirkungsgradgewinn durch eine Kohletrocknung theoretisch sein kann und wie sich diese technische Maßnahme auf die CO₂-Emissionsbilanz auswirkt.
- b) wie hoch die CO₂-Minderung ausfällt, die sich durch die Absenkung der jährlichen Vollbenutzungsstunden ergibt (z.B. mehr Teillastbetrieb, mehr Regelbarkeit).

Die Berechnungen der CO₂-Minderungen basieren u.a. auf den Angaben des DEHst-Registers für das Kraftwerk Schwarze Pumpe (KWSP) und den Berichtszeitraum 01.01.-31.12.2010.

Die CO₂-Gesamtemission betrug 11.134.090 t (11,134 Mio. t) und beruht auf einem Brennstoffgemisch aus Rohbraunkohle (Rbk) und einer breiten Palette von Abfällen und Mischbrennstoffen.

Als durchschnittlicher Heizwert der in den Jahren 2008 bis 2010 eingesetzten Rbk wurde 8,770 MJ/kg errechnet. Der Anteil der Rbk an der gesamten CO₂-Emission betrug rund 98 %.

Für die Berechnungen wird von folgenden weiteren Parametern ausgegangen:

- Bruttoleistung: 1.600 MW (2 x 800 MW)
- Nettoleistung: 1.500 MW
- Netto-Wirkungsgrad: 0,4

Für 2010 wurde eine Vollbenutzungsstundenzahl von 7.245 h ermittelt.

Für die Ermittlung der CO₂-Emissionen bei 7.900 Vollbenutzungsstunden (ganzjähriger Betrieb) wurde unterstellt, dass die dafür benötigte größere Menge an Brennstoff gegenüber 2010 ausschließlich durch Rbk gedeckt wird. Unter den aktuellen Bedingungen erhöhen sich dadurch der Rohkohlebedarf und die CO₂-Gesamtemissionen um jeweils rund 1 Mio. t.

Nach Literaturangaben besteht die Zielstellung bei der Trocknung in der Verringerung des Wasseranteiles in der Rbk von 50 bis 60 % auf durchschnittlich 12 %. Damit soll der elektrische Nettowirkungsgrad des Kraftwerkes um 4 bis 5 % erhöht werden.

Im Gegensatz zu RWE, welches die WTA-Technik (Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung) erprobt, entwickelt Vattenfall Europe zusammen mit der BTU Cottbus die Druckaufgeladene Dampfwirbelschicht-Trocknung (DDWT) [10]. Nach bisherigem Kenntnisstand können der Bruttowirkungsgrad bis zu 8,5 % und der Nettowirkungsgrad bis zu 5,8 % erhöht werden. Bezogen auf einen theoretisch betrachteten 500 MW-Block erhöht sich der Eigenbedarf um 17,3 MW.

Es ist bekannt, dass bei Nachrüstung von Bestandsanlagen nicht immer 100 % Trockenkohle zum Einsatz kommen. Diese Einschränkung wird im Nachgang, speziell hinsichtlich der langfristigen Entwicklung, vernachlässigt.

Rechnungsansatz:

- Rohkohletrocknung: von 55 auf 12 % Wassergehalt
- Kohlebedarf alt: 107.073 TJ (Rechenwert: 107.072.996 GJ)
- davon Eigenbedarf KW: 6.692.062 GJ (ohne Trocknung)

- zusätzlicher Eigenbedarf bei Trocknung: 3.704.726 GJ (extern ermittelt)
- Rohbraunkohlebedarf: 9,614 Mio. t/a (extern ermittelt)
- Sonstige Brennstoffe: ca. 620.000 t
- Heizwert (H_u): 20,216 MJ/kg
- CO₂-Emissionsfaktor: 0,099 t/GJ

Die Berechnung für Vollastbetrieb ergibt, dass die CO₂-Emissionen von 12,14 Mio. t (ohne Trocknung) auf 11,21 Mio. t (mit Trocknung), also um 0,93 Mio. t sinken können. Das würde im Idealfall einer Minderung um ca. 7,5 % entsprechen.

Die Nachfrage bei AT Kearney ergab, dass für das Kraftwerk Schwarze Pumpe im Gutachten mit einer Emissionsreduktion von 12.180.000 t auf 10.856.087 t ab 2018 gerechnet würde (Minderung um 1,32 Mio. t).

Von wesentlich größerer Bedeutung für die Emissionsberechnung des KWSP ist die Frage der Auslastung der Anlage. Durch zunehmenden ökonomischen Druck und die Anforderungen aus Sicht der Netze (z.B. Bedarf an Regelbarkeit der Anlage) wird die Teillastnutzung des Kraftwerkes erheblich zunehmen. Dies wird auch in dem Gutachten Prognos-E2011 deutlich (s. Tab. 2).

Für das Kraftwerk Schwarze Pumpe ergeben sich für die Zukunft unter Berücksichtigung des Teillastbetriebes und der resultierenden Vollbenutzungsstunden nachstehende Emissionswerte (Tab. 4; ohne Kohletrocknung). Nicht berücksichtigt sind weitere mögliche Wirkungsgradverluste durch den Teillastbetrieb.

Tab. 4: Emissionswerte für das Kraftwerk Schwarze Pumpe

2010	2020	2030
7.245 h	6.692 h	5.265 h
11.134 kt	10.284 kt	8091 kt

Quelle: LUGV-T2

Die Auslastung des Kraftwerkes ist für die Emissionsbilanzierung von wesentlicher Bedeutung. Die CO₂-Minderung kann bis 2020 0,85 Mio. t und bis 2030 3,04 Mio. t betragen und durch den Einbau einer Kohletrocknungsanlage noch erhöht werden.

4.5 Neubau eines Kohlekraftwerkes

Für die Bewertung des Neubaus eines Kohlekraftwerkes sind nachstehende Parameter vorgegeben:

- Bruttoleistung: 2.000 MW
- Bruttowirkungsgrad: 0,5
- Kohletrocknung: von 55 auf 12 % Wassergehalt

Die Parameter sind optimistisch und zukunftsorientiert. Derzeit realisiert kein Kraftwerk der Welt diese Werte. Nahezu bei allen aktuellen Kraftwerksneubauten auf Kohlebasis gibt es Probleme mit der Belastbarkeit des Stahles durch extrem hohe Temperaturen (700-Grad-Technik).

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit ist für ein derartiges Kraftwerk aktuell nicht gegeben. Die ökonomischen Rahmenbedingungen lassen einen wirtschaftlichen Betrieb eines Neubaukraftwerkes auf Kohlebasis voraussichtlich nicht zu. Die nachstehende Berechnung ist rein theoretisch. Ein Kraftwerksneubau ist nicht die Intention der Verfasser dieses Kurztgutachtens.

Zur Ermittlung der jährlichen CO₂-Frachten wird nach zwei Varianten differenziert:

1. Kohlekraftwerk ohne CCS-Technik
2. Kohlekraftwerk mit CCS-Technik

4.5.1 Berechnung des Kohlebedarfs und der CO₂-Emissionen

Die Parameter werden wie folgt präzisiert:

- Nettoleistung: 1.875 MW (es wurde von einem Eigenverbrauch von 6,25 % ausgegangen)
 - Nettowirkungsgrad: 0,47
 - Volllastbetrieb: 7.900 h/a
 - Heizwert (H₀): 21 MJ/kg = 5,833 MWh/t
 - CO₂-Emissionsfaktor: 0,099 t/GJ (analog sonstige Braunkohleprodukte)
- Es wird von einem reinen Rbk-Betrieb ausgegangen.

$$\text{Trockenkohlebedarf (t): } \frac{1.875 \text{ MW} \times 7.900 \text{ h/a}}{5,833 \text{ MWh/t} \times 0,47} = 5.403.044 \text{ t/a}$$

Der Rohbraunkohlebedarf erhöht sich um die reduzierte Wassermenge in Höhe von 43 Gewichtsprozenten. Es ergibt sich ein Kohlebedarf von insgesamt 9.48 Mio. t/a

Der Betrieb eines solchen Kraftwerkes würde jährliche CO₂-Emissionen von bis zu 11.232.929 t (11,23 Mio. t) verursachen. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Jahresvollbenutzungsstunden von 5.265 h/a ergäben sich für 2030 mindestens 7,48 Mio. t zusätzliche CO₂-Emissionen.

4.5.2 Berechnung der CO₂-Abscheidemenge

Vattenfall Europe und ATK/DI-GG gehen davon aus, dass die Abscheiderate von CO₂ über 90 Prozent besteht. Eine genaue Festlegung erfolgt auf Grund des Versuchsstadiums noch nicht. In der weiteren Berechnung wird zur Vereinfachung davon ausgegangen, dass

- der obige Neubau mit Trocknung realisiert wird,
- die Abscheidungsrate 94 % beträgt und
- die Abscheidung den Nettowirkungsgrad auf 42 % absenkt.

Es handelt sich bei der Berechnung um eine rein theoretische Betrachtung, von deren Realisierung mit diesen Parametern die Autoren dieses Kurzgutachtens nicht ausgehen.

In Analogie der obigen Berechnungsmethode ergeben sich durch den geringeren Wirkungsgrad im Kraftwerksbetrieb CO₂-Emissionen von 12,52 Mio. t/a. Bei einer 94 %igen Abscheidungsrate verbleiben atmosphärenwirksam 0,75 Mio. t CO₂ pro Jahr. Der Energieaufwand, der zum Abtransport und zur Verpressung und dauerhaften Einlagerung des abgeschiedenen Klimagases notwendig ist, wird nicht weiter betrachtet. Dieser ist zumindest theoretisch auch dem CCS-Prozess Wirkungsgrad mindernd zuzurechnen, obwohl die Verpressung anderenorts stattfindet.

Wie sich die Abscheidungsmenge auf die Quellenbilanz auswirkt ist bisher ungeklärt. Durch die Verbrennung ist eine bilanzierungspflichtige Quelle gegeben. Ob und in welcher Weise eine Gutschrift für die Abscheidungsmenge gegengerechnet werden darf, ist noch offen. Für die weiteren Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass eine Verrechnung möglich wird.

Der Betrieb eines solchen Kraftwerkes würde jährliche CO₂-Emissionen von mindestens 12,52 Mio. t verursachen von denen mindestens 0,75 Mio. t klimarelevant werden. Wenn der Wirkungsgradverlust, der durch die Abscheidung entsteht, ausgeglichen werden soll, muss mehr Braunkohle verbrannt werden. Das würde die Angaben um ca. 10 Prozent anheben.

4.6. Neubau von Gaskraftwerken

Die Notwendigkeit des Zubaus von gasbetriebenen Regelkraftwerken wurde bereits mehrfach dargestellt. Für den Neubau von gasbetriebenen GuD-Kraftwerken gibt es zwei Projekte im Land Brandenburg, die als relevant einzustufen sind (Premnitz ca. 400 MW und Wustermark ca. 1.200 MW).

Für die Bilanzierung der anlagenbezogenen CO₂-Emissionen wird von folgenden Annahmen und Parametern ausgegangen:

Nettoleistung:	1.500 MW
Vollbenutzungsstunden:	2.150 h (lt. Prognos-E2011; s.a. Tab. 2)
Wirkungsgrad:	0,58 (bezogen auf den Heizwert)
CO ₂ -Emissionsfaktor:	0,19 t/MWh für Erdgas (mögliche Beimischungen von Methan und Wasserstoff werden vernachlässigt)

Die Vollbenutzungsstundenzahl für 2030 wird in diesem Fall auch für 2020 angesetzt (abweichend zur Tab.2), da in Brandenburg der Markteintritt für Gaskraftwerke durch die große Kapazität von Kohlekraftwerken blockiert ist. Eine Auslastung der Gaskraftwerke oberhalb von 2.500 Stunden erscheint ohne (Teil-)Stilllegung von Kohlekraftwerken nicht möglich.⁵

Der Betrieb solcher Gaskraftwerke würde insgesamt jährlich CO₂-Emissionen von 1,056 Mio. t verursachen.

5. Bewertung vorliegender Gutachten

5.1. Bewertung des ATK/DI-Gutachtens „Grundlagen für die Erstellung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg“

Das ATK/DI-GG wurde im Auftrag des MWE des Landes Brandenburg erstellt. Der Abschlussbericht liegt mit Datum 15.11.2011 vor (vorläufige Endfassung vom 18.08.2011) und ist bereits veröffentlicht.

Das ATK/DI-GG definiert drei inkonsistente Entwicklungsszenarien und kommt zum Ergebnis, dass damit das Klimaziel 2030 nicht erreicht wird. Dies trifft zwar auf die gewählten Szenarien zu, **lässt aber nicht die Schlussfolgerung zu, dass das Klimaziel 2030 nicht zu erreichen ist.**

5.1.1. Vorbemerkung:

Das Konsortium aus AT Kearney (ATK) und Decision Institut (DI) hat ein Gutachten vorgelegt, das eine Grundlage für die Weiterentwicklung der Energiestrategie des Landes Brandenburg darstellt. Der Bericht soll Impulse für die politische Debatte und die gesellschaftliche Diskussion liefern und zielt darauf ab, zentrale energiepolitische Entscheidungen zu unterstützen, jedoch nicht vorweg zu nehmen. Wirtschafts- und strukturpolitische Aussagen, im Besonderen für die Bedeutung der Braunkohlenutzung, v.a. für die Energieregion Lausitz, oder die Beschäftigungseffekte durch Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Leitungsnetze sind nicht Teil des Berichts, da diese nicht beauftragt wurden. Kernstücke des Gutachtens sind die Entwicklung von Versorgungsszenarien und die Priorisierung von Maßnahmen, welche sich jedoch nicht in den Szenarien widerspiegeln. Es gibt zwei Szenarien (1; 2), die jeweils in drei Varianten (a;

⁵ Mit Ansatz der 3289 h/a aus Tab.2 ergäbe für 2020 eine Emission von 1,61 Mio. t. Auf 2030 hat diese Überlegung keine Auswirkung.

b; c) gegliedert sind. Die Annahmen in den Szenarien stehen im Widerspruch zu den Vorschlägen des Lenkungskreises zur Weiterentwicklung der Energiestrategie (s. Anhang 1).

Leider sind die vorgelegten Berechnungen im Gutachten nicht rechnerisch nachvollziehbar dargestellt. Getroffene Annahmen werden i.d.R. nicht begründet oder erläutert. Weder die CO₂-Minderungseffekte im Kraftwerksbereich noch die Angaben zu den sonstigen CO₂-Emissionen sind belegt. Welche Kraftwerke in welchem Szenario zum Einsatz kommen und wie intensiv deren Nutzung ist (Vollbenutzungsstunden) bleibt ebenfalls im Verborgenen. Dies gilt auch für die Gaskraftwerke. Dem neuen Zielaspekt der Energiestrategie 2030, der Akzeptanz von Energiepolitik und -wirtschaft, hat das Gutachten keinen Dienst erwiesen.

5.1.2. Effekt 1 (Szenarienannahmen)

Ein Blick in die Annahmen zeigt, dass die Varianten 1a und 2a bewusst schlechter gestellt werden. Es wird nicht erläutert, warum die Ertüchtigung des Kraftwerkes Schwarze Pumpe nicht auch in den A-Varianten getätigt wird, obwohl sie im Entwurf und in der IMAG Energiestrategie als Grundlage für alle drei Szenarien definiert wurde. (s. Anhang1).

Durch die Überarbeitung der Ergebnisse von August bis Oktober haben sich die Ergebnisse für die B- und C-Varianten deutlich verbessert, ohne dass diese Korrektur erläutert wird. Es wurden auch keine Änderungen der Szenarien bezogenen Annahmen deutlich gemacht. Nachfragen ergaben, dass die Korrektur im Bereich der Nutzungsstunden der Kraftwerke zu finden ist. Unklar bleibt deshalb, wieso sich dann nicht auch die A-Varianten ändern, obwohl auch in diesen Varianten noch ein Kohlekraftwerk in Betrieb ist (KWSP).

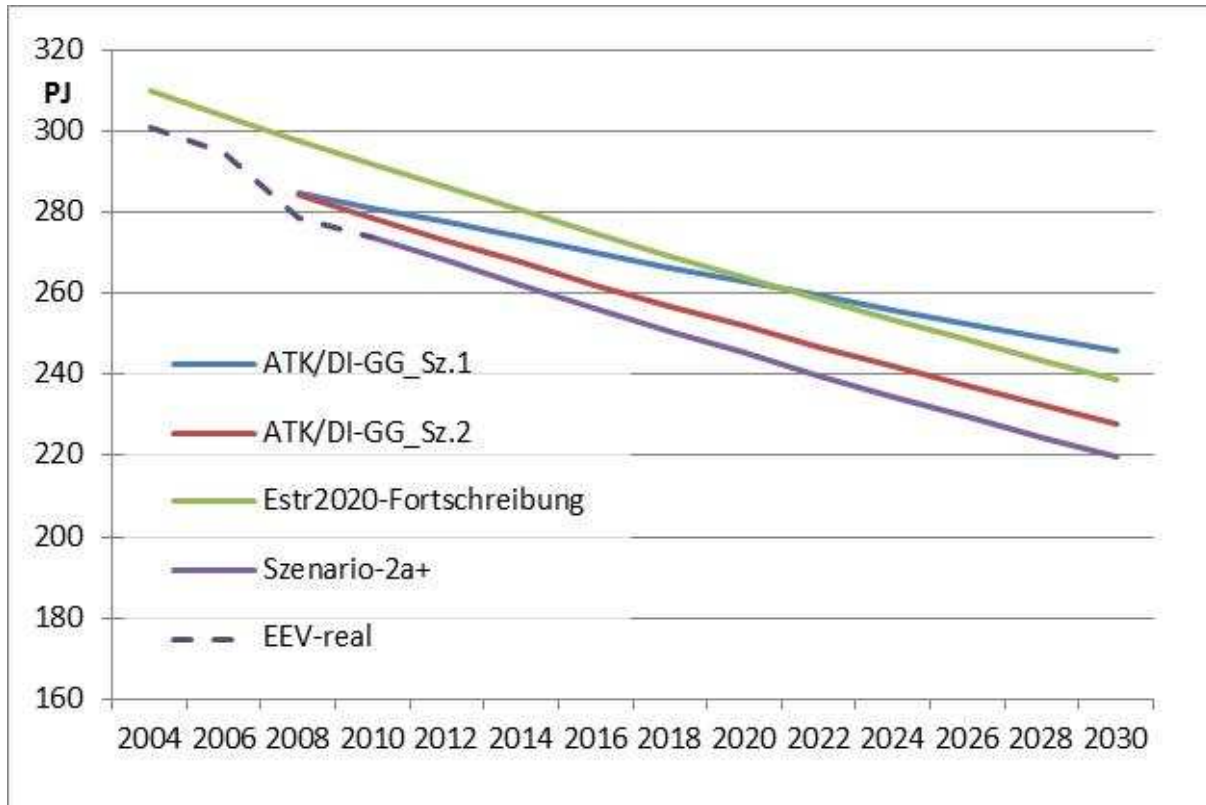
5.1.3. Effekt 2 (Effizienzbestrebungen)

Allen Varianten und Szenarien ist gleich, dass die mögliche Senkung des Endenergieverbrauchs (EEV) und die Effizienzsteigerung unterschätzt werden. In der Estr2020 wird eine Endenergieverbrauchssenkung von 13 % bis 2020 angestrebt. In der Zeit 2004 bis 2009 wurden bereits 60,5 % dieser Zielgröße erreicht [1, S.23]. Es wird auch darauf hingewiesen, dass ein Teil dieser Minderung krisenbedingt sei. Die Zielstellung für 2020 wird weder in Frage gestellt noch weiterentwickelt.

Im Szenario 1 wird für den EEV ein jährlicher Minderungswert von 0,67 % (1,0 % in Szenario 2) angesetzt. Somit wird die Vorgabe des Lenkungskreises, die Strategie 2020 linear fortzuschreiben missachtet (siehe Anhang 1 und Abb. 5). Die Estr2020 geht im Zielszenario von 1 % EEV-Minderung pro Jahr aus und das bei Berücksichtigung, dass zeitgleich die Inbetriebnahme des neuen Flughafens BBI in Schönefeld die Verbräuche im Verkehrsbereich deutlich steigen lassen wird. Bei Ausklammerung und separater Betrachtung des Flughafens Schönefeld im Zusammenhang mit der Entwicklung des EEV könnte ein deutlicher höherer jährlicher Minderungsansatz als Ziel festgesetzt und letztendlich umgesetzt werden. Dies gilt besonders in Anbetracht der zukünftigen demographischen Entwicklung.

In allen Szenarien sollte deutlich werden, dass Effizienzsteigerung und Verbrauchssenkung wesentliche Eckpunkte der Strategie bleiben. Eine aktuelle Abschätzung im Rahmen des Monitorings zur Estr2020 durch die ZAB ergibt, dass der EEV im Jahr 2010 ca. 274 PJ beträgt. Wird bei der Fortschreibung der Energiestrategie eine ambitionierte Zielsetzung etabliert, die den Vorgaben des Lenkungskreises für das Szenario 2 (höhere Dynamik und aktuelle Entwicklungen) entspricht, könnten ein EEV in 2030 von 219,6 PJ erreicht und werden (s. *Szenario2a+*).

In Prognos-E2011 geht der Gutachter von einer EEV-Minderung in Deutschland um 23,5 % bis 2030, bezogen auf 2008, aus. Bei Ansatz dieses Minderungssatzes würde sich im Land Brandenburg 213,4 PJ für 2030 ergeben. Eine erste Berechnung für die einzelnen Sektoren des EEV ist in Tab. 5 ersichtlich.



Quelle: LUGV

Abb. 5: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in unterschiedlichen Szenarien

Die Berechnung für das Szenario2a+ lehnen sich an die Betrachtungen von Prognos-E2011 an, berücksichtigen aber stärker die Bedingungen im Land Brandenburg. Dazu gehören z.B. der Flughafen BBI, der deutlich höhere Anteil der EE sowie die spezifischen Ausgangsdaten der privaten Haushalte (PHH) und des Bereichs Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Die Berechnungsergebnisse in der Tab. 5 für das Jahr 2030 beruhen auf einer detaillierten Analyse der Energieträger in den einzelnen Sektoren und nicht nur auf einer linearen Fortschreibung des Ist-Standes.

Tab.5: Endenergieverbrauchsberechnung für das Land Brandenburg in 2030

	2008*	mit Prognos-E2011-Ansatz		im Szenario2a+	
		Senkung auf	Zielwert	Senkung auf	Zielwert
Verkehr	77,1 PJ	83,43 %	64,3 PJ	87,96 %	67,8 PJ
Industrie	85,5 PJ	75,11 %	64,2 PJ	80,84 %	69,1 PJ
PHH/GHD	116,1 PJ	73,16 %	84,9 PJ	71,19 %	82,7 PJ
Gesamt	278,8 PJ	76,54 %	213,4 PJ	78,77 %	219,6 PJ

Quelle: LUGV

*Basis: Energiebilanz AFS mit Biomassekorrektur nach IMAG

Die Senkung des Endenergieverbrauchs (EEV) um jährlich 1,1 % ermöglicht bis 2020 eine CO₂-Minderung um 1,33 Mio. t und bis 2030 um 2,52 Mio. t (Basis 2010).

Mit der Minderung des EEV und der Steigerung der Effizienz sowie des Einsatzes von erneuerbaren Energien zur Endenergieverbrauchsdeckung sind deutliche CO₂-Minderungseffekte verbunden. Der CO₂-Minderungseffekt liegt über dem Energieeinspareffekt. Daraus ergibt sich eine sinkende CO₂-Intensität des EEV. Die basiert auf der zunehmenden Deckung des Verbrauchs durch EE und der Substitution von fossilen Energieträgern. Zusätzlich wirken sich der Wechsel von fossilen Energieträgern im Verkehrs- und Wärmebereich auf strombasierte Systeme (z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen) und

der steigende Anteil der EE an diesem Strom emissionsmindernd aus. Gleichzeitig spielen Beimischungspflichten zu Kraftstoffen und Beimischungsmöglichkeiten zum Erdgas (Power-to-Gas) hierbei eine zunehmende Rolle. Es wird davon ausgegangen, dass sich durch die ab sinkende CO₂-Intensität des Endenergieverbrauchs der CO₂-Ausstoß bis 2030 innerhalb des EEV (ohne Flughafen) halbiert.

Rechnerisch ergeben sich durch diese abgetrennte Betrachtung 3,62 Mio. t weniger CO₂ in 2030 (bis 2020 -2,3 Mio. t; Basis 2010). Dieser Effekt addiert sich zu der CO₂-Minderung aus der Verbrauchssenkung.

Bei einer Vermischung des Flughafens und des übrigen Endenergieverbrauchs würden die einzelnen Effekte sich überlagern und insgesamt deutlich abschwächen. Eine Saldierung der Effekte würde im Ergebnis den Aussagen des Szenarios 2a im ATK/DI-GG entsprechen. Um die gegenläufigen Effekte zu verdeutlichen, wurde der Flughafen Schönefeld separat betrachtet. Es wird dazu auf die Variantenberechnungen im Berliner Energiekonzept 2020 (kurz: Brl-EK2020) zurückgegriffen [11].

Es wird im Gegensatz zum Brl-EK2020 nicht davon ausgegangen, dass die Emissionen des neuen gemeinsamen Flughafens auf die beiden Bundesländer nach einem Verursacherprinzip aufgeteilt werden. Für die weitere Berechnung gilt die Quellenbilanz. In dieser kommen speziell die betankten Kerosinmengen zum Tragen. Das Brl-EK2020 betrachtet zahlreiche Varianten der Bilanzierung um vielfältige Effekte zu verdeutlichen. Im Weiteren wird vom „Grundscenario BE und BB“ ausgegangen, da die damit verbundenen Emissionswerte mit den Energiebilanzwerten im Einklang stehen. Der Flughafen BBI wird auf Basis der geplanten Flugbewegungen im Jahr 2020 mit ca. 1,77 Mio. t CO₂ in die Bilanz eingehen. Das ist in Bezug auf den heutigen Flughafen in Schönefeld mehr als das Vierfache (2010: 0,41 Mio. t) Der Zuwachs erklärt sich anteilig aus den Emissionen des Berliner Flughafens Tegel (ca. 1 Mio. t in 2010)[11]. Ob die Erwartung der BBI-Betreiber hinsichtlich der prognostizierten Entwicklung wirklich in diesem Umfang eingelöst wird, bleibt abzuwarten. Es ist auch nach 2020 ist mit einem Anstieg der Flugbewegungen und der zu tankenden Kerosinmengen zu rechnen. Es wird allerdings erwartet, dass sich Effizienzsteigerungen bei den Triebwerken, den Flugzeugen sowie Kraftstoffen und die Erhöhung der Flugzahlen zumindest anteilig kompensieren. Die Einbeziehung des Flugverkehrs in den europäischen oder bis dato weltweiten Emissionshandel wird bis 2030 seine Wirkung zeigen.

Nach Zusammenlegung der Flughäfen Berlin-Tegel und Berlin-Schönefeld am Standort Schönefeld wird für den BBI auf Basis der geplanten Flugbewegungen von Emissionen auf 1,77 Mio. t bis 2020 ausgegangen. Für 2030 werden 1,85 Mio. t bilanzpflichtige Emissionen erwartet. Der Ausgangswert für 2010 beträgt für beide Flughäfen zusammen ca. 1,4 Mio. t.

5.2 Anmerkungen zum Prognos-Gutachten „Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“

Das Gutachten (kurz Prognos-RbK) wurde im Auftrag der Vattenfall Europe AG und der MIBRAG mbH erstellt. Der Abschlussbericht liegt mit Datum Sept. 2011 vor und ist bereits veröffentlicht. Es folgen einige kurze, nicht abschließende Anmerkungen hinsichtlich einzelner Grundaussagen.

Zitat aus Prognos-RbK:

„Für die Nutzung der Braunkohle in Ostdeutschland ergeben sich nach dem Konzept der Bundesregierung vor und nach der Reaktorkatastrophe bereits bis zum Jahr 2020, aber erst recht in der langfristigen Perspektive Unsicherheiten bezüglich der Ausgestaltung der zukünftigen Energiepolitik. Diese resultieren aus bisher unzureichenden Regelungen zum Klimaschutz in der EU nach 2020, Unklarheiten bezüglich des zukünftigen Marktdesigns im Stromsektor und aus einer bisher nicht geführten, breit angelegten gesellschaftlichen Diskussion zur Nutzung der CCS-Technik.“

Ausgehend davon, dass die Klimaschutzbestimmungen der EU nach 2020 nicht aufgehoben, sondern eher verschärft werden und dass die erneuerbaren Energien zunehmen sowie deren wirtschaftliche Marktfähigkeit ab ca. 2025 erreicht sein wird, ist wenig Platz für neue Kohlekraftwerke im Osten Deutschlands (außer Block R im KW Boxberg; Sachsen und eine CCS-Demo-Anlage in Jänschwalde). Das nachstehende Zitat unterstreicht zahlreiche Annahmen dieses Kurzgutachtens. Es verweist beispielsweise ebenfalls auf die Energieträgersubstitution im Bereich der übrigen Erzeugung.

*„Die Entwicklung der **installierten Leistung** der Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland folgt in den groben Tendenzen dem Bundestrend. Bis zum Jahr 2020 steigt die Nettoleistung in Ostdeutschland durch die geplante Inbetriebnahme des Blockes R im Kraftwerk Boxberg in allen Szenarien. Danach gibt es eine Ausdifferenzierung der Entwicklung. Während in den Szenarien „Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ im Wesentlichen die sanierten 500-MW-Blöcke in Ostdeutschland nicht ersetzt werden – betroffen ist davon insbesondere der Standort Jänschwalde – wird im Szenario „Netzbeschränkung“ am Standort nochmals eine Anlage mit Trockenbraunkohle ersetzt.*

Zusätzlich geht in allen Szenarien vor 2020 eine erste CCS-Demonstrationsanlage mit einer Nettoleistung von 300 MW in Betrieb.

Stadtwerke mit Heizkraftwerken, die heute Braunkohle nutzen, werden unter den gesetzten Rahmenbedingungen sehr wahrscheinlich bei einer Erneuerung nicht wieder auf Braunkohle als Brennstoff zurück greifen.“

Das Gutachten Prognos-RbK enthält neben den beiden Szenarien „Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ zwei Szenarien („Netzbeschränkung“ und „CCS-Ausbau“) die nicht die Notwendigkeit von Kraftwerksneubauten auf Braunkohlebasis belegen, sondern lediglich die Wirkung eines solchen Zubaus betrachten. Gleichzeitig gehen die Autoren davon aus, dass alle notwendigen Voraussetzungen (z.B. neue Tagebaue, CO₂-Lagerstätten, Pipelines) uneingeschränkt geschaffen werden, um das Szenario „CCS-Ausbau“ realisieren zu können.

In den werden neben den energiewirtschaftlichen Veränderungen auch die regionalwirtschaftlichen Perspektiven in den ostdeutschen Braunkohlegebieten untersucht. Die Studie kommt zum Ergebnis, dass rund 33.500 Arbeitsplätze (AP) von der Braunkohle im Osten Deutschlands abhängen. Zitat: *„Regional betrachtet zeigt sich die herausragende Rolle der Braunkohle für das Land **Brandenburg**. Über 16.000 Arbeitsplätze hängen dort von der Braunkohlenindustrie ab, in **Sachsen** sind es über 10.500 und in **Sachsen-Anhalt** immerhin noch knapp 4.000.“*

Die rund 16.000 Arbeitsplätze gliedern sich in direkte, indirekte und induzierte AP. Um eine Vergleichbarkeit mit den Erneuerbaren Energien in Brandenburg zu ermöglichen, müssen die induzierten AP abgezogen werden (ca. 1/3).

Ein direkter Vergleich zeigt, dass die Erneuerbaren Energien mit insgesamt 15.000 AP laut Minister Christoffers einen wesentlich höheren Beschäftigungseffekt im Land Brandenburg für sich verbuchen können [13]. Im Gegensatz zur Braunkohle kennzeichnet die EE-Branche deutlich wachsende Beschäftigung. Auch ein Ersatzneubau für die Stilllegung des Kraftwerkes Jänschwalde würde keine nachhaltige zusätzliche Beschäftigung generieren, sondern lediglich das geringere Beschäftigungsniveau zeitlich strecken.

6. Fazit: *Das Szenario 2a+* und Ausblick

In der abschließenden Betrachtung werden nur noch die 3 Varianten des Szenarios 2 bewertet. Das Szenario 1 des ATK/DI-GG liegt in allen Varianten ca. 1 Mio. t schlechter als die Varianten im Szenario 2. Dies ist in der geringeren EEV-Absenkung begründet.

6.1 Das zielorientierte Szenario

Die Varianten 2a, 2b und 2c des Abschlussberichtes werden im Verhältnis zum optimierten *Szenario 2a+* beurteilt. Dieses setzt sich wie folgt zusammen:

- Stilllegung des Kraftwerkes Jänschwalde nach 2020 (schrittweise bis 2026),
- Ertüchtigung des Kraftwerkes Schwarze Pumpe (Kohletrocknung, Regelbarkeit),
- Bau von GuD-Kraftwerken (ab 2015/2020),
- Umbau des übrigen KW-Parks und HW-Parks mit Ausbau der KWK (verbunden mit 20 % weniger CO₂-Emissionen bis 2030),
- Ausbau der Erneuerbaren Energien auf 150 PJ,
- Senkung des Endenergieverbrauchs um 1,1 % jährlich bis 2030,
- Senkung der CO₂-Emissionen im gesamten EEV um 37,0 % bis 2030.*

*Alle prozentualen Änderungen beziehen sich auf das Jahr 2010 als Basisjahr

Die resultierenden Größen wie der Primärenergieverbrauch, die Bruttostromerzeugung und der Stromexport wurden noch nicht abschließend berechnet. Letzterer liegt ungefähr auf dem Niveau von heute und würde Brandenburgs Anspruch „als Exportland“ weiterhin gerecht werden.

Die Variante 2a des ATK/DI-GG unterscheidet sich in Bezug auf das *Szenario 2a+* in der Einbeziehung der Kohletrocknung für das KWSP und in den nicht (oder geringer) bilanzierten Effekten bei „Umbau übrige Erzeugung“ sowie „EEV-Energiemix“. Hätte das Gutachten die letzteren beiden Positionen insgesamt voll mit einbezogen, wäre der Abstand zum *Szenario 2a+* nur ca. 2,0 Mio. t im Jahr 2030.

Die Variante 2b des ATK/DI-GG setzt auf Neubau eines Kohlekraftwerkes und verhindert somit wesentliche Effekte im „Umbau übrige Erzeugung“ und „EEV-Energiemix“, da es andere Investitionen erschwert und am Marktzugang hindert. Die Stromexportrate würde drastisch erhöht werden, ohne dass die Abnahme des Stroms geklärt ist. Die Netzprobleme würden steigen und der KWK-Ausbau behindert werden.

Die Variante würde nur maximal 30 Mio. t von den möglichen Emissionsminderungen erschließen können und diesen Betrag um die eigenen Emissionen (ca. 7,5 Mio. t) noch mal mindern. Die Variante verfehlt die Zielmarke von 22,8 Mio. t um mehr als 11 Mio. t (ca. 34 Mio. t). Die Weiterverfolgung dieses Szenarios würde maximal eine 65 %ige Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen von 1990 bis 2030 ermöglichen.

Für die Variante 2c des ATK/DI-GG gelten die gleichen Anmerkungen wie für Variante 2b. Auch hier kommt es zu den genannten Problemen. Lediglich die Menge der eigenen Kraftwerksemissionen ist aufgrund der CCS-Technik deutlich geringer. Auch mit dieser Variante kann das Klimaschutzziel 2030 nicht erreicht werden. Unter der Annahme, dass langfristig eine sichere Speicherung des abgeschiedenen und verpressten CO₂ möglich ist, würde sich ein Emissionswert von 26 bis 27 Mio. t für 2030 ergeben. Diese Variante scheidet Mangels rechtlicher Grundlagen für viele Jahre aus⁶. Die Erforschung von CCS wird sicherlich im Rahmen von industriellen Anlagen (Stahl- oder Zementwerke) oder der energetischen Nutzung von Biomasse erneut Aktualität erlangen.

Die ATK/DI-GG-Szenarien sind mit der ihnen eigenen Variantenzusammensetzung und methodischen Verkürzung nicht geeignet, die langfristige klimapolitische Zielstellung des Landes Brandenburg zu erreichen. Die kurzfristige Zielstellung für 2020 wurde nicht betrachtet. Hier kann seitens der Landesregierung angesetzt werden. Eine frühzeitige „zusätzliche“⁷ Minderemission von über 4 Mio. t ist bis 2020 möglich.

6.2. Ergebnisübersicht

Die nachstehende Tabelle (Tab. 6) veranschaulicht die CO₂-Minderungseffekte betrachteter Bereiche. Sie zeigt, dass das bestehende Klimaschutzziel für 2020 deutlich verstärkt und am Klimaschutzziel für 2030 grundsätzlich festgehalten werden kann.

Tab. 6: Klimaschutzeffekte des Szenarios 2a+ bezogen auf das Jahr 2010

2010 (Ausgangswerte [8])		2020	2030	Einheit
55,90	energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Basis Klimagasinventur)	/	/	Mio. t
23,49	Stilllegung KW Jänschwalde (zw. 2020 und 2030)	0,0	-23,49	Mio. t
	Teillastbetrieb KW Jänschwalde	-1,81	0,0	Mio. t
11,12	Kohletrocknung KW Schwarze Pumpe	-0,60	-0,93	Mio. t
	Teillastbetrieb KW Schwarze Pumpe	-0,85	-3,04	Mio. t
0,0	Zubau Gaskraftwerke (2 Anlagen)	+1,06	+1,06	Mio. t
8,19*	Umbau übrige Erzeugung (HKW/IKW/HW), Ausbau KWK	-0,60	-1,60	Mio. t
12,69**	EEV-Absenkung (Energieeinsparung, Effizienzsteigerung)	-1,33	-2,52	Mio. t
	EEV-Energiemix (Steigerung EE-Anteil, geringere CO ₂ - Intensität)	-2,41	-3,83	Mio. t
0,41	Zusatzemission BBI-Ausbau	+1,36	+1,44	Mio. t
	<i>saldierte Effekte...</i>	-5,18	-32,91	...bezogen auf 2010
	möglicher Zielwert CO ₂ -Emissionen	50,72	22,99	Mio. t

Quelle: LUGV

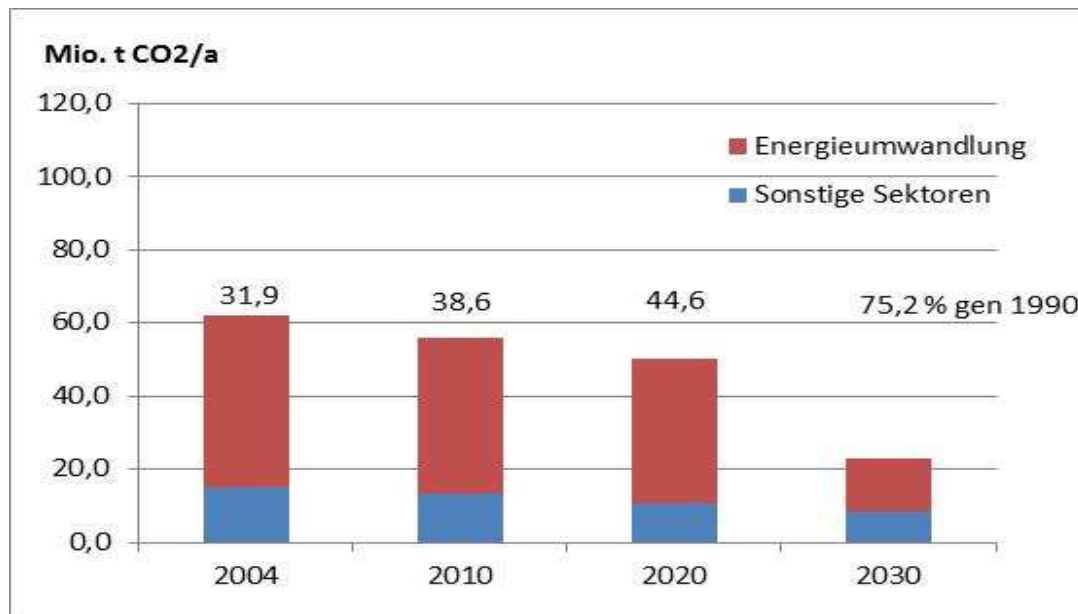
* inklusive Raffinerie und Brikettfabrik

** ohne Flughafen Schönefeld

⁶ Bundesrat stoppt das CCS-Gesetz der Bundesregierung im Vermittlungsausschuss am 22.11.2011.

⁷ bezogen auf das Minderungsziel der aktuellen Energie- und Klimaschutzstrategie für 2020 (54,6 Mio. t energiebedingter CO₂-Emissionen)

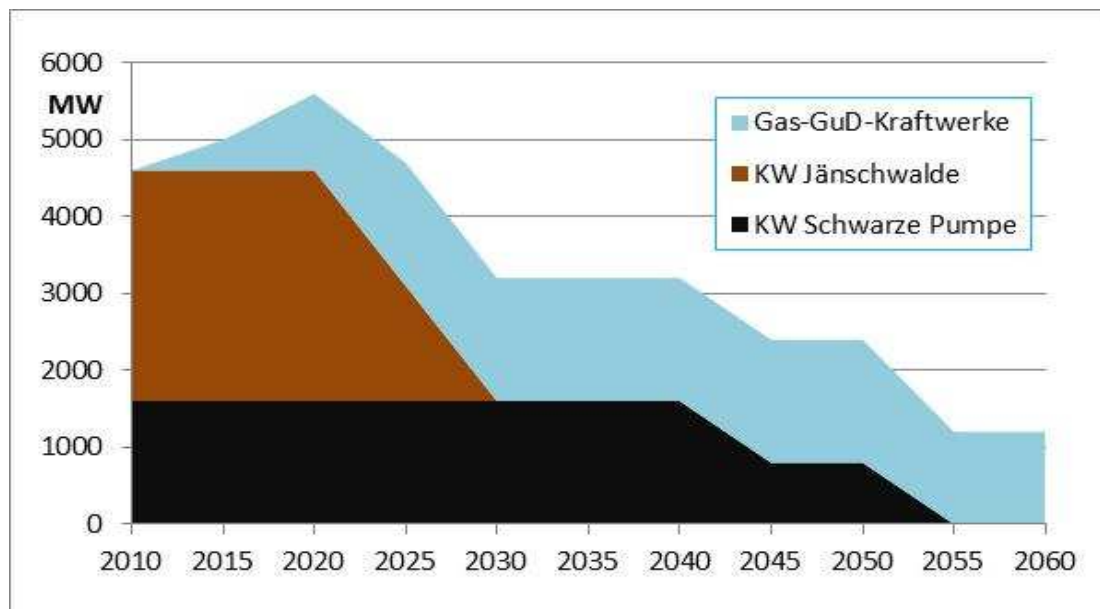
Die Abb. 6 zeigt deutlich, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt bisher entwickelt haben und weiterhin entwickeln können und welchen Anteil daran der Sektor Energieumwandlung hat. Darüber hinaus ist ersichtlich, welche CO₂-Minderungssätze in Bezug auf das Ausgangsjahr 1990 möglich sind, wenn das Szenario 2a+ umgesetzt wird.



Quelle: LUGV

Abb. 6: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen im Szenario2a+

Die Abb. 7 zeigt die Laufzeit ausgewählter konventioneller (Groß-)Kraftwerke auf, wenn wie im Szenario 2a+ die Vorgaben des Koalitionsvertrages und des Lenkungskeises zur Fortschreibung der Energiestrategie 2030 konsequent umgesetzt werden.



Quelle: LUGV

Abb. 7: Laufzeiten ausgewählter Großkraftwerke

Die Prämisse lautet für die Szenarienbildung (s. Anhang 1):

- Aussagen der Koalitionsvereinbarung vom 05.11.09 (u.a. neue Braunkohlekraftwerke sollen nur errichtet werden, wenn die festgelegten CO₂-Minderungsziele der Estr2020 erreicht werden),

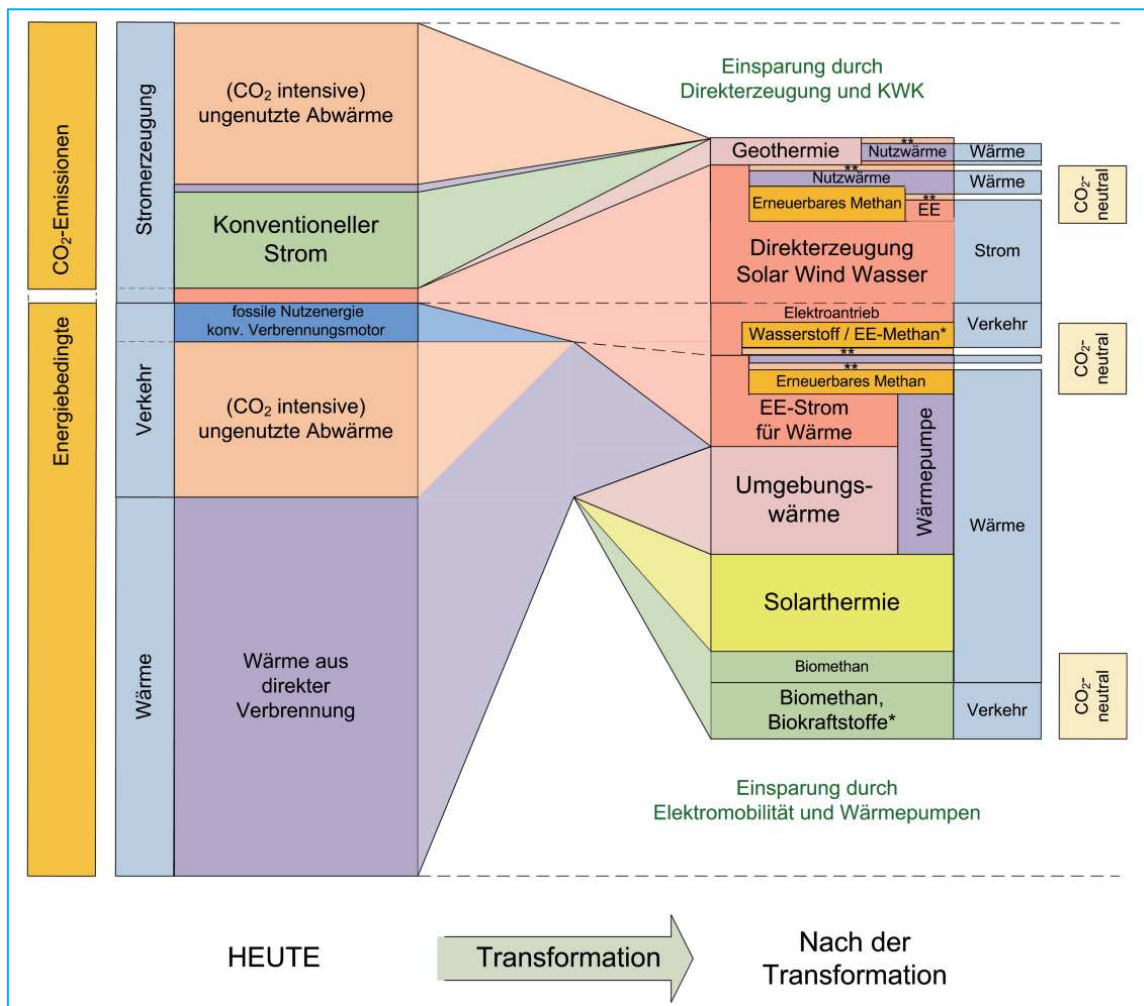
- Aktuell bekannte Planungen im Bereich der konventionellen Kraftwerke (z.B. Gas, Kohle)⁸.

6.3 Ausblick

Um stärker zu veranschaulichen, wie sich der langfristige Transformationsprozess – umgangssprachlich als Energiewende bezeichnet – vollziehen kann wird auf die Arbeit des Fraunhofer Instituts IWES verwiesen [12].

Die Studie des Fraunhofer Instituts IWES zeigt, wie ein langfristiger Transformationsprozess aussehen könnte. Die Arbeit entstand im Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ mit dem Zeithorizont bis Mitte des Jahrhunderts.

In der Abb. 8 wird auch ersichtlich woher die Effekte in den Bereichen „EEV-Energiemix“ und „Umbau übrige Versorgung“ innerhalb der Analyse zum Szenario 2a+ stammen. Es wird deutlich, dass nicht nur die CO₂-Intensität des Energieverbrauchs, sondern die des gesamten Energieversorgungssystems langfristig sinkt.



Quelle: Fraunhofer IWES

Abb.8: Darstellung der Gesamtenergietransformation von heute zum Energiesystem 2050

Unklar ist, in welcher Zeitspanne dieser Transformationsprozess wirklich ablaufen wird. Aus Sicht des Klimaschutzes und der Herausforderungen des Klimawandels ist jegliche Streckung der Zeitachse zu vermeiden. Auch die zusätzliche Implementierung neuer

⁸ zum CCS-Demokraftwerk existieren derzeit keine definitiven Aussagen, daher keine Berücksichtigung in den Szenarien

Kraftwerke auf Kohlebasis hat in diesem Transformationsprozess keinen Platz. Neue Kohlekraftwerke sind keine Brücke, sondern ein Hindernis in einem solchen Umwandlungsprozess.

Die keilförmigen Flächen in Grafikmitte symbolisieren den schrittweisen Übergang vom heutigen Energiemix zum zukünftigen Mix.

Anhang: Vorschlag Lenkungskreis für die Szenarien-Annahmen




Weiterentwicklung der Energiestrategie des Landes Brandenburg Annahmen für die Szenarien 2030 (Vorschlag Lenkungskreis)


Lenkungskreis
14. Juli 2011



Ministerium für Wirtschaft
und Europaangelegenheiten



Ministerium für Wirtschaft
und Europaangelegenheiten



Annahmen für die Szenarien 2030 (Vorschlag MWE / MUGV)

Szenario 1: Fortgeschriebenes Referenzszenario 2030

- lineare Fortschreibung der Ziele und Parameter der Energiestrategie 2020¹ (ES 2020) auf den Zielhorizont 2030 unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen und bekannten Planungen
- Grundlage: Annahmen, Prognosen und Aussagen der ES 2020¹
- Berücksichtigung in Abhängigkeit vom definiertem Szenario:
 - Aussagen der Koalitionsvereinbarung vom 05.11.09 (u.a. neue Braunkohlenkraftwerke sollen nur errichtet werden, wenn die festgelegten CO₂-Minderungsziele der ES 2020 erreicht werden),
 - Aktuell bekannte Planungen im Bereich der konventionellen Kraftwerke (z.B. Gas, Kohle²)

Szenario 2: Ambitioniertes Szenario 2030

- Übererfüllung der Ziele der ES 2020¹: Fortschreibung der Ziele und Parameter der ES 2020 auf den Zielhorizont 2030 mit einer noch höheren Dynamik und unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen und Planungen
- Grundlage: Aktuelle Prognosen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (unter Berücksichtigung der zweiten Netzstudie der BTU Cottbus und Berechnungen des LUGV)
- Berücksichtigung in Abhängigkeit vom definiertem Szenario:
 - Aussagen der Koalitionsvereinbarung vom 05.11.09 (u.a. neue Braunkohlenkraftwerke sollen nur errichtet werden, wenn die festgelegten CO₂-Minderungsziele der ES 2020 erreicht werden)
 - Aktuell bekannte Planungen im Bereich der konventionellen Kraftwerke (z.B. Gas, Kohle²)

¹ Ziele der ES 2020: EE-Anteil am PEV = 20%, CO₂-Emissionen (ggü. 1990) bis zum Jahr 2020 = -40%, bis 2030: weitere -35%, EEV: -13 % (ggü. 2004)
² zum CCS-Demokraftwerk existieren derzeit keine definitiven Aussagen, daher keine Berücksichtigung in den Szenarien

2

wichtigste Annahmen	Szenario 1: Fortgeschriebenes Referenzszenario 2030 mit CO ₂ -Minderung im Bereich Braunkohle durch			Szenario 2: Ambitioniertes Szenario 2030 mit CO ₂ -Minderung im Bereich Braunkohle durch			Bemerkungen (Referenz)
	1a) Reduktion der Kraftwerkskapazitäten	1b) Effizienzsteigerung	1c) Effizienzsteigerung und CCS-Technologie	2a) Reduktion der Kraftwerkskapazitäten	2b) Effizienzsteigerung	2c) Effizienzsteigerung und CCS-Technologie	
Jährliche BIP-Veränderung	+ 0,53 % p.a.	+ 0,53 % p.a.	+ 0,53 % p.a.	+ 0,53 % p.a.	+ 0,53 % p.a.	+ 0,53 % p.a.	Preisbereinigter Ketten-Indexes 2000-2009 (ATKearney)
Jährliche EEV-Veränderung	- 0,7 % p.a.	- 0,7 % p.a.	- 0,7 % p.a.	- 1,0 % p.a.	- 1,0 % p.a.	- 1,0 % p.a.	1a)+b)+c) Annahme ES2020 (ATKearney) 2a)+b)+c) ambitionierter (ATKearney)
Kapazitäten Windkraft	9.590 MW	9.590 MW	9.590 MW	10.590 MW	10.590 MW	10.590 MW	Berechnungen LUGV unter Berücksichtigung planerischer Möglichkeiten, Flächenverfügbarkeit und Repowering
Kapazitäten Photovoltaik	3.000 MW	3.000 MW	3.000 MW	3.500 MW	3.500 MW	3.500 MW	Abschätzung LUGV unter Berücksichtigung der Flächenverfügbarkeit und der Rahmenbedingungen wie EEG, Denkmal- und Naturschutz
Kapazitäten Biomasse und Sonstige EE	Bleibt auf Level von 2007	Bleibt auf Level von 2007	Bleibt auf Level von 2007	Bleibt auf Level von 2007	Bleibt auf Level von 2007	Bleibt auf Level von 2007	

3

wichtigste Annahmen	Szenario 1: Fortgeschriebenes Referenzszenario 2030 mit CO ₂ -Minderung im Bereich Braunkohle durch			Szenario 2: Ambitioniertes Szenario 2030 mit CO ₂ -Minderung im Bereich Braunkohle durch			Bemerkungen (Referenz)
	1a) Reduktion der Kraftwerkskapazitäten	1b) Effizienzsteigerung	1c) Effizienzsteigerung und CCS-Technologie	2a) Reduktion der Kraftwerkskapazitäten	2b) Effizienzsteigerung	2c) Effizienzsteigerung und CCS-Technologie	
Kapazitäten Gaskraftwerke	Bleibt auf Level von 2015	Bleibt auf Level von 2015	Bleibt auf Level von 2015	Bleibt auf Level von 2015	Bleibt auf Level von 2015	Bleibt auf Level von 2015	Zukau von zwei Gaskraftwerken (2012 und 2015)
Kapazitäten Braunkohle	1.600 (- 3.000 zu heute) MW (Jänschwalde: Alt wird bis 2030 abgeschaltet: - 3.000 MW; Schwarze Pumpe läuft durch: + 1.600 MW)	3.600 (- 1000 zu heute) MW (Jänschwalde: Alt wird bis 2030 abgeschaltet: - 3.000 MW; Neu: + 2.000 MW; Schwarze Pumpe läuft durch: + 1.600 MW)	3.600 (- 1000 zu heute) MW (Jänschwalde: Alt wird bis 2030 abgeschaltet: - 3.000 MW; Neu: + 2.000 MW; Schwarze Pumpe läuft durch: + 1.600 MW)	1.600 (- 3.000 zu heute) MW (Jänschwalde: Alt wird bis 2030 abgeschaltet: - 3.000 MW; Schwarze Pumpe läuft durch: + 1.600 MW)	3.600 (- 1000 zu heute) MW (Jänschwalde: Alt wird bis 2030 abgeschaltet: - 3.000 MW; Neu: + 2.000 MW; Schwarze Pumpe läuft durch: + 1.600 MW)	3.600 (- 1000 zu heute) MW (Jänschwalde: Alt wird bis 2030 abgeschaltet: - 3.000 MW; Neu: + 2.000 MW; Schwarze Pumpe läuft durch: + 1.600 MW)	Schwarze Pumpe: 43% Wirkungsgrad ab 2020 durchgehend in allen Szenarien (MWE) Jänschwalde: Ersatzneubau mit Kapazität von 2.000 MW (Vattenfall), 45% Wirkungsgrad ab 2020 durchgehend in allen Szenarien (MWE)

4

Literaturverzeichnis

- [1] A.T. Kearney/Decision Institute; „Grundlagen für die Erstellung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg“ im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg; Berlin, 15.11.2011
- [2] Prognos AG/ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI)/ Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS); „Energieszenarien 2011“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Basel/Köln/Osnabrück, Juli 2011
- [3] Prognos AG; „Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“ im Auftrag der Vattenfall Europe AG in Zusammenarbeit mit der MIBRAG mbH; Berlin, Sept. 2011
- [4] Land Brandenburg, Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg, Umsetzung des Beschlusses des Landtages DS 4/2893-B vom 18. Mai 2006, Mai 2008
- [5] Albrecht, Wiegbert, „Auswertung des A1FI-Szenario auf Basis HedCM3 für Sachsen-Anhalt“, Präsentation der Ergebnisse, Fachgespräch „Interpretation Regionaler Klimamodelldaten“ in Essen 09./10.11.2011 – bisher unveröffentlicht
- [6] Linke, Carsten u.a., Landesumweltamt Brandenburg, Fachbeitrag Nr. 113, „Auswertung regionaler Klimamodelle für das Land Brandenburg - Darstellung klimatologischer Parameter mit Hilfe vier regionaler Klimamodelle (CLM, REMO, WettReg und STAR) für das 21. Jahrhundert“; Potsdam, Feb. 2010
- [7] Linke, Carsten u.a., Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Brandenburg, Fachbeitrag Nr. 115, „Auswertung regionaler Klimamodelle für das Land Brandenburg - Teil 2 - Gegenüberstellung klimatologischer Parameter mittels WettReg und WettReg2010 und deren Einordnung in das Ensemble der Regionalmodelle“; Potsdam, Sept. 2010
- [8] Linke, Carsten u.a., Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Brandenburg, Fachbeitrag Nr. 118, „Klimagasinventur 2010 für das Land Brandenburg – Darstellung der Entwicklung der wichtigsten Treibhausgase und Analyse zur Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen“; Potsdam, Sept. 2011
- [9] Müller-Mienack, Dr. Matthias, 50Hertz-Transmission GmbH; „Herausforderungen und Anforderungen an die künftige Infrastruktur der Energienetze“; Vortrag am 28.09.2011 in Potsdam
- [10] S. Lechner, O. Höhne, H. J. Krautz, BTU Cottbus, Druckaufgeladene Dampfwirbel-schicht-Trocknung (DDWT) von Braunkohlen: Verfahrensoptimierung mittels Feinkorn-trocknung (ohne Datumsangabe)
- [11] Berliner Energieagentur (BEA)/ Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW); „Energiekonzept 2020 – Energie für Berlin“; Berlin 05.04.2011
- [12] Fraunhofer-IWES u.a.; „Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien“; erstellt vom Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ des Forschungs-Verbands Erneuerbare Energien; Juni 2010,
- [13] Rede von Ralf Christoffers auf dem Energietag Brandenburg am 15.09.2011 in Cottbus

**Ministerium für Umwelt,
Gesundheit und Verbraucherschutz
des Landes Brandenburg**

**Landesamt für Umwelt,
Gesundheit und Verbraucherschutz
des Landes Brandenburg**

Referat Umweltinformation/Öffentlichkeitsarbeit

Seeburger Chaussee 2
14476 Potsdam OT Groß Glienicke
Tel. 033201 442 171
Fax 033201 43678
E-Mail infoline@lugv.brandenburg.de
www.lugv.brandenburg.de

