

## **Antrag**

**der Fraktion der SPD**

**und**

## **Stellungnahme**

**des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft**

### **Anpassung von Kohlekraftwerken an die Erfordernisse der Energiewende**

Antrag

Der Landtag wolle beschließen,  
die Landesregierung zu ersuchen  
zu berichten,

1. welche Kohlekraftwerke in Baden-Württemberg hinsichtlich ihrer noch zu erwartenden Laufleistung, der technischen Voraussetzungen und der zu erwartenden Benutzungsstunden für flexibilitätssteigernde Nachrüstungen geeignet erscheinen;
2. welche Rolle Kohlekraftwerke im Vergleich zu Gaskraftwerken im bestehenden Kraftwerkspark spielen können, angesichts des notwendigen Ausgleichs der starken Schwankungen aus den zunehmenden Stromeinspeisungen aus Wind- und Solarenergie, insbesondere so lange, bis geeignete Gaskraftwerke in einem neu entwickelten Kapazitätsmarkt zur Verfügung stehen;
3. wie sie die Errichtung großer Fernwärmespeicher durch die MVV Energie im Zuge des Neubaus des Blocks 9 im Kraftwerkskomplex Großkraftwerk Mannheim bewertet;
4. welchen Einfluss eine solche Nachrüstung auf die durchschnittliche jährliche Laufleistung der Kraftwerksblöcke voraussichtlich haben wird und welche CO<sub>2</sub>-Einsparung damit erreicht würde.

21. 11. 2012

Schmiedel, Stober  
und Fraktion

Eingegangen: 21. 11. 2012 / Ausgegeben: 09. 01. 2013

*Drucksachen und Plenarprotokolle sind im Internet  
abrufbar unter: [www.landtag-bw.de/Dokumente](http://www.landtag-bw.de/Dokumente)*

*Der Landtag druckt auf Recyclingpapier, ausgezeichnet mit dem Umweltzeichen „Der Blaue Engel“.*

### Begründung

Die Energiewende mit dem Ausstieg aus der Kernkraft bei gleichzeitig starkem Aufwuchs von volatilem Strom aus Wind und Fotovoltaik stellt neue Anforderungen an die Netze wie auch den Kraftwerkspark. Die bestehenden Kraftwerke auf fossiler Basis, vor allem Kohle- und Gaskraftwerke, sind einerseits noch auf viele Jahre für die Grundversorgung und Netzstabilität unabdingbar, andererseits aber sind beispielsweise Kohlekraftwerke bislang nicht flexibel genug, um schnell genug hoch- und abgefahren werden zu können, um damit komplementär zu Strom aus erneuerbarer Energie in die Netze einzuspeisen.

Moderne hochflexible Gaskraftwerke sind dazu in der Lage, werden derzeit aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aber nicht gebaut, da sie sich nicht amortisieren würden. Der dazu erforderliche Rahmen in Form von Kapazitätsmärkten ist noch nicht vorhanden, sodass derartige Gaskraftwerke voraussichtlich erst in den 2020er-Jahren zur Verfügung stehen werden.

Neue technische Entwicklungen im Bereich der Kohleverstromung können jedoch dazu beitragen, auch schon kurz- und mittelfristig die Flexibilität dieser Kraftwerke deutlich zu erhöhen und damit an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen.

So wird beispielsweise im RWE-Kraftwerk Niederaußem in Nordrhein-Westfalen durch eine Nachrüstung des Kraftwerks (Verbrennung von Kohlestaub statt Kohle) eine Drosselung der Leistung auf bis zu 10 Prozent der Gesamtleistung erreicht.

Auf diese Weise könnte die Versorgungssicherheit ohne schwerwiegende Kosten, die sich im Strompreis niederschlagen, in den kommenden Jahren deutlich erhöht werden.

### Stellungnahme

Mit Schreiben vom 10. Dezember 2012 Nr. 64-4552.1/20/1 nimmt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft zu dem Antrag wie folgt Stellung:

*Der Landtag wolle beschließen,  
die Landesregierung zu ersuchen  
zu berichten,*

*1. welche Kohlekraftwerke in Baden-Württemberg hinsichtlich ihrer noch zu erwartenden Laufleistung, der technischen Voraussetzungen und der zu erwartenden Benutzungsstunden für flexibilitätssteigernde Nachrüstungen geeignet erscheinen;*

Nach aktueller Liste der Bundesnetzagentur (BNetzA) beträgt die installierte Leistung aus Steinkohle in Baden-Württemberg ca. 3.800 MW (nur stromgeführte Anlagen, ohne GKM 3). Wesentliche Standorte sind Mannheim, Karlsruhe, Heilbronn, Altbach und Walheim.

Bei der erwarteten Laufleistung von Bestandskraftwerken (Kohlefeuerung) wird in der Regel von pauschal 45 Jahren ausgegangen. Allerdings ist dies keine statische Größe, sie wird vielmehr von regelmäßigen Wirtschaftlichkeitsrechnungen und technischen Untersuchungen zum Weiterbetrieb bestimmt. Hier gibt es vielfältige Einflussgrößen wie z.B. Anlagenzustand, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Aufwand für die Erfüllung behördlicher Auflagen, Brennstoffpreisentwicklung, Auslastung, Technische Verfügbarkeit, Höhe der erzielbaren Deckungsbeiträge, Anlagentechnik etc.

Hinter dem Begriff „Flexibilität“ eines Kohlekraftwerks verbergen sich grundsätzlich mehrere, verschiedenartige Eigenschaften wie beispielsweise:

- Absenken der Mindestlast, bei der die Anlage stabil betrieben werden kann
- Erweitern der Breite und Volatilität des Brennstoffbandes
- Steigern der Laständerungsgradienten (schnellere Änderung der Kraftwerksleistung innerhalb Mindest- und Maximalleistung)
- Verkürzen der Anfahrzeiten
- Verkürzen der notwendigen Stillstandszeiten bis zum Wiederauffahren

Diese Eigenschaften sind anlagenspezifisch individuell ausgeprägt; je nach Ausreizen der Flexibilität wirkt sich die Fahrweise unterschiedlich auf den Instandhaltungsaufwand bzw. Verzehr der Anlagenlebensdauer aus.

Bzgl. der konkreten Kohlekraftwerke in Baden-Württemberg betrifft dies im Wesentlichen die Anlagen von EnBW und GKM. Bei den GKM-Anlageblöcken in Mannheim ergibt sich folgendes Bild: Bei Block 3 und 4 wurden in der Vergangenheit umfangreiche Instandhaltungs- und Retrofitmaßnahmen durchgeführt, die ihre Lebensdauer deutlich erhöht haben. Ihre Stilllegung ist an die Inbetriebnahme des neu errichteten Blocks 9 gekoppelt. Block 3 ist derzeit als Reservekraftwerk für besondere Netzengpässe kontrahiert.

Block 6 hatte mit der ehemaligen Gasfeuerung bis 2004 aus wirtschaftlichen Gründen nur rd. 60.000 Betriebsstunden erreicht und wurde 2005 auf Steinkohlefeuerung umgebaut. Hierbei wurden wesentliche Elemente erneuert, sodass die Gesamt-Lebensdauer um rd. 10 Jahre länger prognostiziert werden kann. Block 6 hat aufgrund seiner technischen Auslegung eine hohe Flexibilität.

Block 7 hat den höchsten Auslegungswirkungsgrad der Bestandsanlagen (rd. 40%). Aufgrund seiner Technologie (doppelte Zwischenüberhitzung) sind seine Lastgradienten etwas niedriger als bei Block 6 und Block 8.

Block 8 wurde bereits bei seiner Konstruktion auf höhere Flexibilität ausgelegt.

Block 9 wird mit 46,4% den höchsten Auslegungswirkungsgrad im GKM erreichen, soll 2015 in Betrieb gehen und entspricht als hocheffiziente KWK-Anlage dem aktuellen Stand der Technik.

Die GKM Kraftwerksblöcke 6, 7 und 8 sind grundsätzlich für weitere flexibilisierungssteigernde Nachrüstungen geeignet, auch wenn in den letzten Jahren bereits zahlreiche Maßnahmen zur Flexibilitätssteigerung umgesetzt wurden.

Bei den Anlagen der EnBW ergibt sich folgendes Bild: Seit 2006 hat die EnBW im Rahmen eines Programmes ihre jüngeren Steinkohleanlagen sukzessive modernisiert (Heilbronn 7: Turbinenretrofit und Feuerungsoptimierung; Altbach HKW 1: Turbinenretrofit und Feuerungsoptimierung; Altbach HKW 2: Turbinenretrofit und Feuerungsoptimierung; Karlsruhe RDK 7: Turbinenretrofit und Feuerungsumbau). Durch Turbinen-Retrofits und weitere Optimierungsmaßnahmen (Feuerungsoptimierung, Leittechnik, etc.) konnten Wirkungsgrad, Leistung und Flexibilität der Anlagen signifikant gesteigert werden.

Im Rahmen eines weiteren Projekts der EnBW werden seit ca. 2 Jahren Maßnahmen analysiert und umgesetzt, durch die insbesondere die Flexibilität u. a. von Kohlekraftwerken weiter gesteigert werden kann. Durch die beiden Kraftwerkserüchtigungsprogramme der EnBW wurden im fossilen EnBW-Kraftwerkspark die technisch möglichen und wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen zur Steigerung der Gesamtflexibilität an den Anlagen bereits umgesetzt (z. B. Absenken der Mindestlast bei Heilbronn 7 und im saarländischen Kraftwerk Bexbach auf ca. 15 % der installierten Leistung).

*2. welche Rolle Kohlekraftwerke im Vergleich zu Gaskraftwerken im bestehenden Kraftwerkspark spielen können, angesichts des notwendigen Ausgleichs der starken Schwankungen aus den zunehmenden Stromeinspeisungen aus Wind- und Solarenergie, insbesondere so lange, bis geeignete Gaskraftwerke in einem neu entwickelten Kapazitätsmarkt zur Verfügung stehen;*

Bei Gaskraftwerken ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen konventionellen Gaskraftwerken, Solo-Gasturbinen (GT) und Gas- und Dampfkraftwerken (GuD). Letztere lassen sich i. d. R. auch als reine Solo-Gasturbinen betreiben. Kohlekraft-

werke lassen sich wiederum in Braun- und Steinkohlekraftwerke einteilen. Darüber hinaus gibt es unterschiedliche Feuerungssysteme und Bauarten sowie Anlagen, die auch Wärme auskoppeln (KWK-Anlagen).

Moderne offene Gasturbinen haben einen deutlich geringeren elektrischen Wirkungsgrad als GuD-Kraftwerke (Gasturbine max. ca. 40 %, GuD ca. 60 %), ansonsten ist die Flexibilität gegenüber GuD-Kraftwerken relativ gesehen, d. h. bezogen auf die Neuleistung, größer.

Kohlekraftwerke, welche sich am Netz befinden, weisen eine hohe Flexibilität (Lastgradient in MW/min) auf und haben noch den weiteren Vorteil, dass sie aufgrund der Möglichkeit zur Kohlebevorratung im Vergleich zu monovalent erdgasgefeuerten Gaskraftwerken weniger auffällig gegen Brennstoffengpässe sind. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Kraftwerksparameter für Steinkohlekraftwerke, GuD sowie offene Gasturbinen zusammen.

Kraftwerkstyp		Steinkohle	GuD	Offene GT
Typische Blockgröße – Installierte Leistung elektrisch ( $P_N$ )	MW	800–900	400–600	50–100
Elektr. Wirkungsgrad	%	46	60	40
Lastgradient	% $P_N$ /min	1,5/4	2/4	8/12
in Lastbereich	% $P_N$	40–90	40–90	40–90
Mindestlast	% $P_N$	40/25	50/40	50/40
Anfahrzeit				
Heiß (< 8 h Stillstand)	h	3/2,5	1,5/1	< 0,1
Kalt (> 8 h Stillstand)	h	10/5	4/3	< 0,1

Tabelle 1: Heute üblich/Stand der Technik (Quelle VDE-Studie 2012: „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke“)

Zum Vergleich: Braunkohleanlagen haben einen schlechteren Wirkungsgrad von 43 % (Blöcke Neurath F und G) sowie einen deutlich schlechteren Lastgradienten von 2,5 % $P_N$ /min. Zum Stand der Technik haben die Kraftwerke nach Aussage der Energiewirtschaft noch weitere Flexibilisierungspotenziale.

Trotz der besseren Wirkungsgrade der GuD-Anlagen (ca. 60 %) gegenüber Steinkohle-Anlagen (ca. 46 %) ist es derzeit aufgrund des relativ hohen Gaspreises wirtschaftlicher, über Steinkohleanlagen die Last zu regeln.

Laut Aussage der Energiewirtschaft gleichen Steinkohlekraftwerke bereits heute fluktuierende Leistung aus. Insbesondere in Baden-Württemberg werden größere konventionelle Kraftwerkseinheiten zumindest in Mindestlast in Betrieb sein, da die hier verfügbare Leistung durch die Stilllegung von Kernkraftwerken bereits zurückgegangen ist und mit Abschaltung von KKP 2 und GKN II weiter zurückgehen wird. Nur in wenigen Ausnahmesituationen werden diese Anlagen wenige Stunden vollständig außer Betrieb sein, sodass diese immer im Warmstartbereich und damit sehr flexibel bleiben werden.

Im Kaltstart weisen Kohlekraftwerke allerdings deutlich schlechtere Eigenschaften als reine Gasturbinen auf, sie können nur deutlich langsamer gestartet werden.

Mittelfristig können Steinkohlekraftwerke somit auch einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung leisten. Wenn aufgrund immer höherer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien Kraftwerke vermehrt ganz abgeschaltet werden müssten, wären Steinkohlekraftwerke gegenüber Gasturbinen im Nachteil. Aufgrund der immer weiter sinkenden Auslastung von konventionellen Kraftwerken erscheinen neue Kohlekraftwerke aufgrund der höheren Fixkosten und der schlechteren CO<sub>2</sub>-Bilanz zukünftig weniger geeignet. Die Landesregierung lehnt den Bau neuer Kohlekraftwerke, außer den bereits im Bau befindlichen, ab.

Ein wie auch immer gestalteter Kapazitätsmechanismus, der eine Form der Leistungsvergütung vorsieht, muss neben neuen Erzeugungsanlagen auch der Nachfrageseite (Lasten) sowie Speichern offen stehen.

*3. wie sie die Errichtung großer Fernwärmespeicher durch die MVV Energie im Zuge des Neubaus des Blocks 9 im Kraftwerkskomplex Großkraftwerk Mannheim bewertet;*

Gemäß Aussage des GKM ist der Fernwärmespeicher (Baubeginn: 26. November 2012) im GKM eine Flexibilisierungsmaßnahme (zeitliche Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung) für das gesamte Kraftwerk und hat nichts unmittelbar mit Block 9 zu tun. Er kann sowohl von der Bestandsanlage als auch von Block 9 mit Wärme versorgt werden.

Eine definierte, immer verfügbare Warmwassermenge sorgt dafür, dass das Fernwärmenetz Mannheims im Falle eines Ausfalls des Kraftwerks im Ein-Block-Betrieb für mindestens 2 Stunden weiter versorgt werden kann. 2 Stunden reichen i. d. R. aus, um einen Kraftwerksblock wieder anzufahren (eine notwendige Voraussetzung, um die Mindestlast des GKM im Rahmen der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter zu reduzieren).

Im Falle eines notwendigen zusätzlichen Strombedarfs können für mehrere Stunden (bei gefülltem Speicher) die Fernwärmemaschinen in ihrer Leistung reduziert werden und damit „frei werdender“ Dampf in Strom umgewandelt werden (rd. 50 MW kurzfristig zusätzlich verfügbare Leistung). Diese Fahrweise kann auch eine positive Auswirkung auf den Lastgradienten (Laständerungsgeschwindigkeit) haben. In den ersten 6 Minuten kann das GKM unter bestimmten Voraussetzungen seine Leistung deutlich steigern (um 8 MWel/min).

Eine mögliche Option ist der nachträgliche Einbau eines Elektroheizers im Sinne von Demand Side Management (steuerbare Lasten); derzeit ist dies allerdings nicht wirtschaftlich darstellbar.

Der Fernwärmespeicher kann für 6 Stunden 1.500 MWh thermische Arbeit leisten und erhöht somit die Flexibilität des Kraftwerks. Er leistet damit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Landesregierung begrüßt die Errichtung des Fernwärmespeichers.

*4. welchen Einfluss eine solche Nachrüstung auf die durchschnittliche jährliche Laufleistung der Kraftwerksblöcke voraussichtlich haben wird und welche CO<sub>2</sub>-Einsparung damit erreicht würde.*

Der CO<sub>2</sub>-reduzierende Effekt der Nachrüstung des Fernwärmespeichers hängt vor allem davon ab, in welcher Anlagenkonstellation der Wärmespeicher gefüllt und entleert wurde. Wenn er immer mit dem besten Block 9 (46 % Wirkungsgrad) gefüllt wird und bei der Entleerung den schlechtesten Block (rd. 38 % Wirkungsgrad) verdrängt, wäre ein Effekt erkennbar. Dies kann erst nach Vorliegen entsprechender Betriebsdaten ermittelt werden.

Die Auswirkung ist eher laufzeitreduzierend, da z. B. bei niedrigen Strompreisen das Fernwärmenetz ohne stromerzeugungsgekoppelte Fernwärmeerzeugung mit Wärme aus dem Speicher bedient werden kann und der Kessel einige Stunden später zur weiteren Versorgung angefahren werden muss.

Alle diese Maßnahmen können in beide Richtungen wirken, insofern sind sie laut Aussage des Betreibers ohne die bislang nicht vorliegende Betriebserfahrung schwierig abzuschätzen. Allerdings liegt die Vermutung nahe, dass es aufgrund der optimierten Fahrweise innerhalb komplexer Anlagen zu Wirkungsgradsteigerungen und damit zu nicht unerheblichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen kommt.

Untersteller

Minister für Umwelt,  
Klima und Energiewirtschaft