

Antwort
der Landesregierung

auf die Kleine Anfrage Nr. 2246
der Abgeordneten Dierk Homeyer und Steeven Bretz
Fraktion der CDU
Landtagsdrucksache 5/5665

Aktuelle Entwicklung neuer Speichertechnologie Renewable-Power-Methane (RPM)

Wortlaut der Kleinen Anfrage Nr. 2246 vom 17.07.2012:

Die Speicherung von Energie wird für die bundesdeutsche Energiewende von herausragender Bedeutung sein. Daher forschen viele Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen zu diesem Thema. Ein Beispiel für eine solche Technologie ist das „Renewable-Power-Methane-Konzept“. Dabei soll die überschüssige Elektroenergie aus erneuerbaren Energien durch Umwandlung in Methangas in bestehende Gasnetze gespeichert werden.

Wir fragen die Landesregierung:

1. Welchen aktuellen Entwicklungen gibt es derzeit zu dieser Speichertechnologie?
2. Welche Brandenburger Unternehmen und/oder wissenschaftliche Einrichtungen sind mit der RPM-Technologie befasst?
3. Wie werden diese ggf. durch die Landesregierung unterstützt?
4. Welche Vor- und Nachteile hat RPM?
5. Wie viel überschüssige Elektroenergie wäre für eine wirtschaftliche Speicherung grundsätzlich notwendig?
6. In welchen wirtschaftlichen Sektoren wäre die RPM-Technologie einsetzbar?
7. Würde diese Technologie auch für die Carbon Capture and Usage (CCU) relevant?
8. Wie schätzt die Landesregierung die RPM-Technologie hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Umsetzung, ihrer Relevanz für die Stromspeicherung und möglicher Forschungs- und Entwicklungspotenziale für einheimische Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen ein?

Namens der Landesregierung beantwortet der Minister für Wirtschaft und Europaangelegenheiten die Kleine Anfrage wie folgt:

Frage 1:

Welchen aktuellen Entwicklungen gibt es derzeit zu dieser Speichertechnologie?

zu Frage 1:

Bei den Power to Gas Technologien lassen sich drei technologische Wege unterscheiden:

- Direkte Wasserstoffnutzung
- Katalytische Methanisierung – Sabatier-Reaktion
- Biologische Methanisierung (Biogaserzeugung und Nutzung des CO₂ aus der Biogasanlage für Sabatier-Prozess)

In Brandenburg gibt es derzeit drei laufende Projekte, die sich mit der Wasserstofferzeugung aus regenerativ erzeugtem Strom und der anschließenden direkten Wasserstoffnutzung/-einspeisung beschäftigen.

a. ENERTRAG - Hybridkraftwerk Prenzlau

Das Kraftwerk kombiniert Windpark, Elektrolyseur, Biogasanlage und Blockheizkraftwerke, um eine bedarfsgerechte Energieerzeugung für die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität zu gewährleisten.

Mit Hilfe des Stroms, der durch Windenergieanlagen erzeugt wurde, wird Wasserstoff mittels eines 50-kW-Druckelektrolyseurs hergestellt. Der so erzeugte Wasserstoff wird in drei stationären Druckgasbehältern zwischengespeichert, bevor er ins Erdgasnetz eingespeist wird. Der „grüne“ Wasserstoff ist nicht nur zusammen mit Biogas für die Stromgewinnung nutzbar, sondern dient als reiner Energieträger auch als Treibstoff für PKW, die mit Brennstoffzellen ausgerüstet sind. Fünf Total-Tankstellen in Berlin und Hamburg soll das Prenzlauer Werk mit „Windwasserstoff“ beliefern.

b. BTU – Wasserstoffzentrum

Das weltweit erste Wasserstoff-Wind-Biogas-Hybridkraftwerk in Prenzlau/Uckermark der ENERTRAG AG wird mit dem am 04.06.2012 eröffneten Forschungszentrum an der BTU Cottbus wissenschaftlich begleitet. Ziel ist es, diesen neuen Kraftwerkstyp grundlastfähig zu machen. Im Wasserstoff-Forschungszentrum an der BTU Cottbus geht es darum, den Betriebsdruck auf ca. 60 bar zu erhöhen, um das in Prenzlau verwendete Verfahren energetisch zu verbessern. Das Forschungsziel des Lehrstuhls Kraftwerkstechnik ist es, die alkalische Druckelektrolyseanlage zu erproben und zu optimieren. Gelingt dies, würde ein wichtiger Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien und damit zur CO₂-Reduzierung geleistet.

c. Power-to-Gas Falkenhagen

Ziel der Pilotanlage der E.ON AG ist es, die technischen Anforderungen an die Gasinfrastruktur zu untersuchen, um Wasserstoff im Erdgasnetz zu speichern. Das Projekt soll Erkenntnisse über das Potenzial von steuerbaren Power-to-Gas-Anlagen und die Aufnahme und Verteilung von synthetischen Gasen im Erdgasnetz liefern.

Ab 2013 soll die Power-to-Gas-Anlage im brandenburgischen Falkenhagen Wasserstoff erzeugen und ins Erdgasnetz einspeisen. Das Elektrolysesystem wird dabei an das Stromnetz gekoppelt, aus dem der aus erneuerbaren Energiequellen erzeugte Strom bezogen wird. Die Auswahl der Region Falkenhagen beruhte auf der strategisch günstigen Lage mit hohem Windaufkommen und der nahegelegenen Strom- und Gasinfrastruktur. Der Baubeginn soll Ende 2012 erfolgen.

Die Wasserstoffherzeugung aus regenerativ erzeugtem Strom ist eine notwendige Vorstufe um die Umwandlung in Methangas zu realisieren.

Weitere Pilotprojekte in Deutschland:

a. SolarFuel-Alpha-Anlage (25 kW) in Stuttgart

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) hat in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) ein Verfahren zur Herstellung „erneuerbaren Methans“ entwickelt. Der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird mit CO₂, welches der Umgebungsluft entzogen wird, zu Methan umgewandelt. Die erste Pilotanlage wird von der Firma SolarFuel GmbH seit 2009 in Stuttgart betrieben.

b. 250 kW Power-to-Gas Pilotanlage, Stuttgart

Stellt ein Upscaling der 25 kW-Anlage dar, welche das ZWS in Zusammenarbeit mit der SolarFuel GmbH und dem Fraunhofer IWES realisiert.

c. Audi-e-gas-Anlage, Werlte

Basierend auf den Erfahrungen der SolarFuel-Alpha-Anlage wird eine industrielle Pilotanlage im MW-Bereich zur Erzeugung von synthetischem Erdgas in Werlte errichtet. Die Anlage soll über-

schüssige Energie aus Windkraft- und Solaranlagen nutzen. Das zur Methanisierung benötigte CO₂ soll aus dem CO₂-Offgasstrom der Abfall-Biogasanlage des Unternehmens EWE Energie AG entnommen werden, auf dessen Gelände die Anlage errichtet wird.

Der hier zur Anwendung kommende Elektrolyseur wird von der ENERTRAG AG geliefert.

Weitere Projekte sind derzeit deutschlandweit in Planung, zu denen allerdings noch keine weiterführenden Informationen vorliegen.

Frage 2:

Welche Brandenburger Unternehmen und/oder wissenschaftliche Einrichtungen sind mit der RPM-Technologie befasst?

zu Frage 2:

Mit Elektrolyse (Wasserstofferzeugung) befassen sich die ENERTRAG AG und die BTU Cottbus. Des Weiteren beschäftigt sich die BTU mit Katalysatorsystemen für die Sabatier-Reaktion (Umwandlung von Wasserstoff in Methan mit Kohlendioxid).

Frage 3:

Wie werden diese ggf. durch die Landesregierung unterstützt?

zu Frage 3:

Das Land unterstützt Projekte zur Energiespeicherung u.a. über die Große Richtlinie für Forschung und Entwicklung sowie über *RENplus*.

Das BTU Wasserstoffzentrum wurde/wird mit Mitteln aus dem Konjunkturpaket II sowie vom Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) unterstützt. Das Hybridkraftwerk der ENERTRAG AG in Prenzlau wurde im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe Ost (GRW) sowie der Großen Richtlinie für Forschung und Entwicklung des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg gefördert.

Ein Ziel der Brandenburger Energiepolitik ist es, die Integration erneuerbarer Energien voranzubringen. Darum unterstützt das Land mit seiner Energiestrategie 2030 den Ausbau von Speichermöglichkeiten, z.B. über das Leitprojekt „Power-to-Gas“ – Wasserstoff- und Methanherstellung sowie -speicherung in Brandenburg“.

Frage 4:

Welche Vor- und Nachteile hat RPM?

zu Frage 4:

Für die Nutzung von RPM ist die uneingeschränkte Nutzung der Erdgasinfrastruktur einschließlich aller Verbrauchsaggregate gegeben. Mit den vorhandenen Erdgasspeichern sind hohe Speicherleistungen über lange Zeiträume von Tagen, Wochen bis zu Monaten möglich. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird somit plan- und regelbar. Die Strombereitstellung kann somit bedarfsgerecht erfolgen, da das synthetische Erdgas universell z.B. zur Rückverstromung, zur Wärmeerzeugung oder als Treibstoff verwendet werden kann. Mit der Nutzung von RPM mindert sich die Importabhängigkeit von Erdgas.

RPM erreicht bis zum Prozessschritt der Methanspeicherung einen Wirkungsgrad von gut 60 Prozent. Über die gesamte Prozesskette – bei einer Rückverstromung ohne Wärmeauskopplung – jedoch nur einen Wirkungsgrad von bis zu 36 %. Andere Speichertechnologien, wie z.B. Wasserstoff, bieten bereits einen höheren Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad bei der Wasserstofferzeugung beträgt 80 %. Mit Methanisierung beträgt der Wirkungsgrad 48-64 % (je nach CO₂-Quelle). Allerdings darf der ins Erdgasnetz eingespeiste Anteil an Wasserstoff nicht zu hoch sein (derzeitige Begrenzung auf 2 %). Das

Hauptproblem der Zumischung von Wasserstoff besteht in der damit verbundenen Änderung der Gaseigenschaften, insbesondere von Brennwert und Wobbe-Index (Charakterisierung der Qualität von Brenngasen). Ab einem H₂-Anteil von 50 % besteht die Gefahr von Schädigungen an den Rohrleitungssystemen. Zudem bestehen derzeit keine ausreichenden Erfahrungen, inwieweit Gasturbinen für den Einsatz von Gas mit erhöhter H₂-Konzentration geeignet sind. Das erzeugte synthetische (erneuerbare) Methan (CH₄) ist hingegen voll kompatibel mit dem Erdgas in den Netzen.

Frage 5:

Wie viel überschüssige Elektroenergie wäre für eine wirtschaftliche Speicherung grundsätzlich notwendig?

zu Frage 5:

Bei der Frage der wirtschaftlichen Speicherung sind politische, rechtliche und wirtschaftliche Faktoren sowie weitere externe Faktoren zu berücksichtigen. Neben den Investitionskosten in die Anlagentechnologie müssen weitere Kosten beachtet werden, wie z.B. Kosten für CO₂ oder die Kosten für Qualitätssicherung des Gases.

Derzeit ist der wirtschaftliche Betrieb einer Methanisierungsanlage noch nicht gegeben. Ein Elektrolyseur kostet derzeit etwa das 3-4fache einer Gasturbine, die Investitionen für die Methanisierung liegen noch höher. Hinzu kommt, dass die Anlagen relativ geringe Laufzeiten haben, da sie ausschließlich mit Überschussstrom betrieben werden. Dies wirkt sich erheblich auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus. Bei Wirkungsgraden von ca. 35 % des „Strom-zu-Strom“ Prozesses bei der Methanisierung werden also 3 kWh erneuerbarer Überschussstrom benötigt, um 1 kWh „gespeicherten“ Strom herzustellen.

Frage 6:

In welchen wirtschaftlichen Sektoren wäre die RPM-Technologie einsetzbar?

zu Frage 6:

Grundsätzlich sind Produkte im Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrsmarkt möglich. Bei entsprechender Flexibilität der Anlagentechnologie kann auch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt erfolgen.

Frage 7:

Würde diese Technologie auch für die Carbon Capture and Usage (CCU) relevant?

zu Frage 7:

Für die RPM-Technologie wird CO₂ als Kreislaufmedium und Reaktionsmittel benötigt. Es gibt unterschiedliche CO₂-Quellen, z.B. Biogen (u.a. aus Biogas-Anlagen, Vergasung, Brauerei), Industrie (u.a. Zement, Stahl, Chemie), konventionelle Energieerzeugung (u.a. Kohlekraftwerke, Gaskraftwerke) und Luft. Zur Gewinnung des CO₂ ist ein Abscheidungsprozess erforderlich, ggf. wird auch eine Zwischenspeicherung erforderlich.

Das zur Methanisierung von H₂ verwendete CO₂ wird bei der Verbrennung des Methans wieder freigesetzt und an die Umgebung abgegeben. Daher ist für eine klimafreundliche Nutzung des erneuerbaren Methans klimaneutrales CO₂ erforderlich. Besonders geeignet ist daher biogenes CO₂ um in der Gesamtbilanz möglichst CO₂ neutral zu sein. Fossiles CO₂ wird nicht angestrebt, da dies auch im Widerspruch zur Energiewende und der Systemumstellung auf erneuerbare Energien steht. Eine Zukunftsoption ist die Verwendung von CO₂ aus der Luft.

Frage 8:

Wie schätzt die Landesregierung die RPM-Technologie hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Umsetzung, ihrer Relevanz für die Stromspeicherung und möglicher Forschungs- und Entwicklungspotenziale für

einheimische Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen ein?

zu Frage 8:

Die Anlagenkosten, besonders der Elektrolyse und CO₂-Methanisierung, sind momentan nur bedingt abschätzbar (bisher nur Pilotanlagen, kein Angebotsmarkt). Im Vergleich zu anderen Speicherlösungen (z.B. Pumpspeicheranlagen) bestehen noch merklich höhere spezifische Speicherkosten.

Jedoch gibt es ein sehr hohes Potenzial durch extrem hohes Speichervermögen und gute räumliche Erreichbarkeit des Erdgasnetzes. Die Strom-Gasnetz-Kopplung kann daher ergänzend zu Netzausbau, Lastmanagement, Erzeugungsmanagement und Kurzzeitspeichern ein Eckpfeiler der Energiewende sein, da es für eine stabile Stromversorgung auch mit Wind und Solar (Ausgleich und Speicherung von erneuerbaren Energien) sorgt und die CO₂-neutrale Mobilität in der Fläche ermöglicht.

Mit den unter 1. genannten Projekten besteht für Brandenburg ein gutes Potenzial zur weiteren Forschungen und Entwicklungen zur RPM-Nutzung. Von deutschlandweit derzeit 6 Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen im Bereich Power-to-Gas, die in Umsetzungsplanung bzw. in Betrieb sind, befinden sich zwei im Land Brandenburg. Zudem sind mit dem Wasserstoffzentrum an der BTU gute Rahmenbedingungen gegeben, um Spitzenforschung auf höchstem Niveau zu betreiben. Damit besteht auch für das Land Brandenburg die Möglichkeit, die wesentlichen Bausteine der anstehenden Energiewende wissenschaftlich auf höchstem Niveau zu begleiten. Speziell im Bereich von der Elektrolyse bis hin zur Methanisierung sind jedoch weitere Bemühungen in Forschung und Entwicklung erforderlich.