

Fokus

Volkswirtschaft

Nr. 72, 19. September 2014

Neuausrichtung der Energieversorgungsunternehmen in der Energiewende?

Autoren:

Dr. Caroline Dieckhöner, Telefon 069 7431-3854, research@kfw.de

Thilo Noormann

Der Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) im Rahmen der Energiewende sowie die stagnierende Stromnachfrage haben die Ertragsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke eingeschränkt. Somit ist das traditionelle Geschäftsmodell großer deutscher Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Ausrichtung auf Bau und Betrieb konventioneller Kraftwerke derzeit in der öffentlichen Diskussion.

Jedoch gibt es im Rahmen der Energiewende auch neue Marktentwicklungen und Produkte, die Chancen für EVUs bieten. Neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien sind dies insbesondere die Themen Dezentralisierung und Flexibilisierung der Stromerzeugung z. B. über Contracting und Virtuelle Kraftwerke sowie Innovationen wie Power-to-gas.

Im Rahmen der Energiewende sollen in Deutschland bis 2050 ambitionierte politische Ziele erreicht werden (u. a.):

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um mind. 80 % ggü. 1990,
- Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % und am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 60 %.
- Bis 2022 ist der Ausstieg aus der Kernenergie politisch vorgegeben. Weiterhin wurden verschiedene Energieeffizienzziele festgelegt.

Kerngeschäft der EVUs unter Druck

Wie die aktuellen Unternehmensbewertungen zeigen, ist das Kerngeschäft

großer deutscher EVUs – die Errichtung, der Betrieb und die Vermarktung konventioneller Kraftwerke – zunehmend unter Druck geraten: Vor allem die Förderung Erneuerbarer-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) über das EEG (Erneuerbare Energien Gesetz) hat zu einem starken Ausbau dieser Anlagen geführt. Zwischen 2006 und 2013 hat sich der EE-Anteil an der Stromerzeugung mehr als verdoppelt (Grafik 1). Das hatte Folgen für die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke.

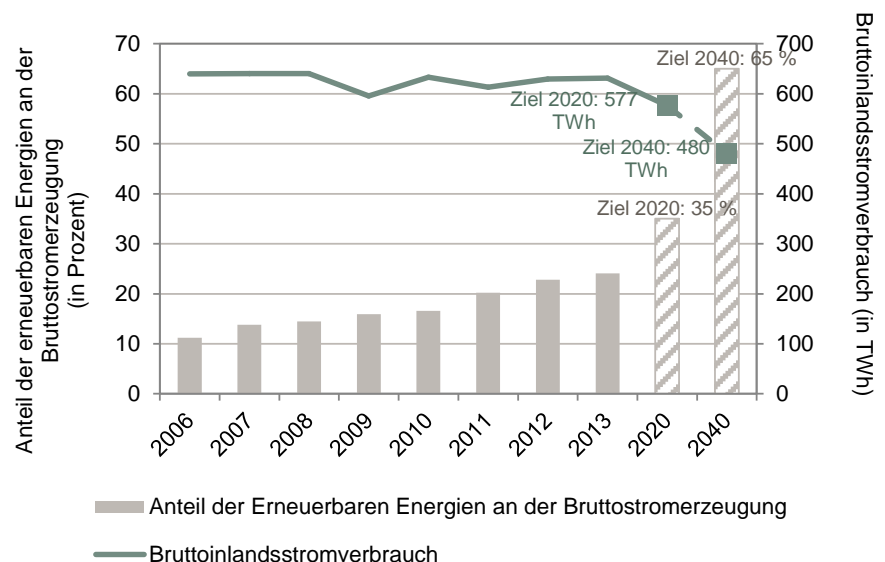
Darüber hinaus ist der Rückbau kohlebefeuerter Kraftwerke eine wesentliche Voraussetzung zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Langfristszenarien der Energiewende implizieren einen Nettorückbau von ca. 11 GW

Braunkohle- und 20 GW Steinkohlekapazitäten.

Zugleich müssen die Kapazitäten flexibler Gaskraftwerke bis 2030 um ca. 28 GW netto ausgebaut werden.¹ Deutsche EVUs haben in der Folge zwischen 2008 und heute viel in flexible, CO₂-arme Gaskraftwerke investiert, unter der Annahme, dass diese eine gute Ergänzung zu der volatilen Einspeisung Erneuerbarer Energien bieten würden.

Der überraschend schnell und stark steigende Anteil Erneuerbarer Energien im Strommix hat die Planungen mittlerweile eingeholt und zu einem Überschuss an Kraftwerkskapazitäten geführt. Der Trend zu sinkenden Börsenpreisen in der grenzkostenbasierten Kraftwerksvermarktung an der Strombörse wurde noch dadurch verstärkt, dass Strom aus EE vorrangig eingespeist wird. Darüber hinaus hat sich die Differenz zwischen Grundlast- und Spitzenlaststrompreisen in den letzten Jahren stark verringert, insbesondere durch die zunehmende Mittagseinspeisung aus PV-Anlagen.

Grafik 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs



Quelle: AGEB, BMWi

Dies schränkt speziell den Einsatz von Gaskraftwerken ein, deren Betrieb durch niedrige Kapital- aber hohe Brennstoffkosten gekennzeichnet ist und die daher erst bei hohen (Spitzenlast-) Strompreisen zum Einsatz kommen. Nicht zuletzt haben sinkende CO₂- und Kohlepreise die Ertragsmöglichkeiten der Gaskraftwerke ggü. Kohlekraftwerken in den letzten Jahren deutlich verschlechtert. Im Jahr 2008 lag der durchschnittliche CO₂-Zertifikatspreis im EU-Emissionshandel noch über 20 EUR / tCO₂ und ist bis Mitte 2011 auf 10 bis 15 EUR / tCO₂ gesunken. Seit Mitte 2013 hat er sich bei 5 EUR / tCO₂ stabilisiert.

Die dargestellten Marktentwicklungen haben zu einigen Kraftwerksstillegungen geführt (siehe Grafik 2). Die Summe der Kapazitäten der endgültig stillgelegten Kraftwerke im Zeitraum von 2011 bis heute entspricht dabei etwa 5 % der aktuellen Gesamtkapazität des deutschen Stromerzeugungsparks.² Neben der vorzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke nach Fukushima haben vor allem die geschilderten nachteiligen Rahmenbedingungen für Gaskraftwerke die wirtschaftliche Situation der EVUs verschlechtert. Einige Gaskraftwerke mussten aus dem Markt genommen werden, wenn auch zunächst nur vorübergehend (siehe Grafik 2). Dies betrifft teilweise auch neu gebaute Kraftwerke noch vor ihrer Inbetriebnahme mit einem entsprechend hohen Abschreibungsbedarf.

Weiterhin steigt zudem der Wettbewerbsdruck im Endkundenmarkt – zum

einen aufgrund der durchgreifenden Effekte der Liberalisierung, aber auch zum anderen durch steigende Digitalisierung von Dienstleistungen. In den USA haben mittlerweile sogar schon IT-Dienstleister wie Google in Erneuerbare Energien investiert und sind in das Geschäft des Energieverkaufs auf dem Endkundenmarkt eingestiegen.³

Im Ergebnis zeigt sich dies in den Finanzkennzahlen der großen EVUs. So sank die Profit-Marge⁴ im Durchschnitt der drei großen EVUs deutlich von 4,5 % im Jahr 2008 auf -0,7 % 2013 (siehe Grafik 3). Der starke Rückgang der Profit-Margen im Jahr 2013 bei RWE und EnBW ist auf Abschreibungen von Kernkraftwerken und erhebliche Neubewertungsverluste bei fossilen Kraftwerken, insbesondere Gaskraftwerken, zurückzuführen. E.ON hatte bereits 2011 und 2012 hohe außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen.⁵

Mögliche neue Geschäftsfelder?

Anfang 2008 wurde noch ein Stromnachfragerwachstum erwartet. Die Investitionspolitik der größten deutschen EVUs war stark expansiv und vor dem Hintergrund der – im Vergleich zu heute – hohen CO₂-Zertifikatspreise auf Kraftwerksmodernisierungen und CO₂-Reduktion ausgelegt. E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall verfügten über Investitionsbudgets von über 100 Mrd. EUR. Dieses Jahr beträgt die Summe dieser Budgets nur noch unter 50 Mrd. EUR bei gleichzeitig geplanten umfangreichen Desinvestitionen.⁶

Die großen deutschen EVUs werden ihre Geschäftsmodelle daher weiterentwickeln müssen. Eine Ausrichtung des Erzeugungsmixes am Marktmix reduziert die Wahrscheinlichkeit einer geringen Kapazitätsauslastung.⁷ Die EVUs haben dies erkannt und planen verschiedene strategische Neuausrichtungen.

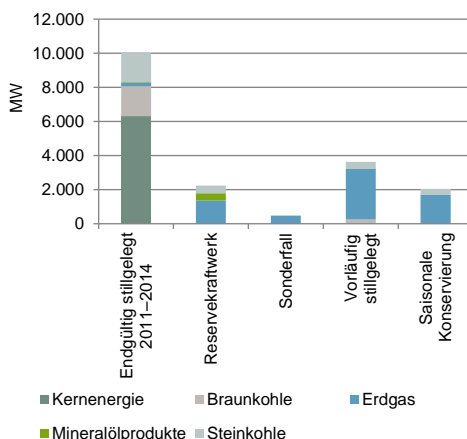
Im Rahmen der Energiewende sind hier mindestens fünf Optionen denkbar: EE-Ausbau, Virtuelle Kraftwerke, Energiedienstleistungen, Internationalisierung sowie Innovationen.

EE-Ausbau

Trotz des starken EE-Kapazitätsaufbaus (siehe Grafik 1) lässt sich seit 2008 keine deutliche Verschiebung der Erzeugungsmixe der vier genannten EVUs erkennen. Tendenziell wurden die Stilllegungen der Kernkraftwerke über einen steigenden Anteil fossiler Kraftwerke kompensiert. An den gesamten EE-Stromerzeugungsanlagen hatten die vier EVUs 2012 nur einen Anteil von ca. 5 % (siehe Grafik 4).

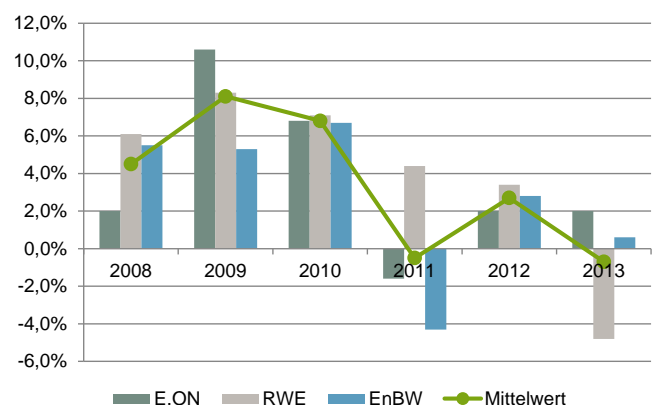
Im Bereich EE bieten sich für die EVUs etwa Investitionen in Großanlagen wie Windparks an. Nachdem die regulatorischen Rahmenbedingungen für neue EE-Anlagen durch die EEG-Reform wieder gesichert sind, haben die EVUs Investitionsentscheidungen für den Bau von Offshore-Windparks angekündigt. Zum Beispiel wollen Vattenfall und die Stadtwerke München den 288 MW großen Windpark „Sandbank“ errichten.⁸ Die RWE Innogy, Tochter der RWE für den EE-Ausbau, plant den Bau von

Grafik 2: Kraftwerksstillegungen seit 2011



Quelle: Bundesnetzagentur, BMWi

Grafik 3: Entwicklung der Profit-Marge der deutschen EVUs, 2008–2013



Quelle: Jahresabschlussberichte E.On, RWE, EnBW / eigene Berechnungen

„Nordsee One“ mit 1.000 MW Leistung.⁹

Virtuelle Kraftwerke

Ein weiteres, mögliches Tätigkeitsfeld für EVUs bietet die Bündelung kleinerer Stromerzeugungskapazitäten. Um die Herausforderungen des Ausbaus dezentraler Stromerzeugungskapazitäten wie PV-Anlagen, Biogas-Windanlagen, Mini-KWK oder Blockheizkraftwerken zu bewältigen, bedarf es zunehmend einer gebündelten Steuerung und zentralen Vermarktung solcher Kapazitäten z. B. über ein so genanntes Virtuelles Kraftwerk. Die steigenden Anforderungen an die Stromnetze aufgrund von Spitzenlastphasen Erneuerbarer-Energie-Erzeugung könnten darüber hinaus weitere Anpassungen des Regellenergie-marktes und neue Produkte erfordern. Hier besitzen die EVUs einen Wettbewerbsvorteil durch langjährige Expertise im Energiehandel.

Energiedienstleistungen / Contracting

Eine weitere Chance für EVUs besteht in der Entwicklung hin zum Energiedienstleister. Die so genannte Eigenstromerzeugung, bei der z. B. große Industriekunden gleichzeitig Konsument und Produzent sind, hat mittlerweile einen Anteil von knapp 24 %¹⁰ des industriellen

Stromverbrauchs erreicht und stellt eine ernst zu nehmende Konkurrenz für EVUs dar. Beim Contracting könnte sich hier ein EVU als Generalunternehmer anbieten und Planung, Bau, Wartung und Finanzierung von Kraftwerken für größere Industriekunden übernehmen. Dies sind häufig (Gas-) Blockheizkraftwerke.¹¹ Vorteile haben EVUs aufgrund ihrer Finanzkraft und der Möglichkeit, der Industrie langfristige Pachtverträge anbieten zu können. Weiterhin können Endkunden (wie etwa große Industriekunden) bei den Themen Energiemanagement (EDM), Energieeffizienz und im Portfoliomanagement beraten werden. Flexibilität ist dabei entscheidend: Anpassung an die Bedürfnisse der großen Industriekunden ist gefordert. So könnte in Zukunft der Wunsch großer Industriekunden wachsen, von Vollversorgungsverträgen auf flexible Lieferverträge über intelligente Zähler umzustellen.

Internationalisierung

Große, deutsche EVUs generieren beinahe alle ihre Umsätze in Europa, mehr als 50 % sogar nur in Deutschland.¹² Abgesehen von einzelnen Großprojekten lässt sich bisher kaum eine Verlagerung des Umsatzes der EVUs ins außereuropäische Ausland feststellen, wo die Wachstumserwartungen in der Stromer-

zeugung teilweise noch höher liegen – insbesondere in Schwellenländern. Einige Investitionen wurden bereits getätigt, sind bis dato aber noch nicht umsatzwirksam. Durch internationale Investitionen in erneuerbare und ggf. emissionsarme fossile Stromerzeugungsanlagen könnten EVUs davon profitieren. Aber Investitionen in Schwellenländern gehen mit Standortrisiken einher. So kann sich das politische und regulatorische Umfeld schnell wandeln und das Geschäft plötzlich vollständig bremsen (wie aktuell in Russland). Doch nicht nur politische Krisen stellen ein Risiko dar, auch in Schwellenländern wächst die Nachfrage nach der Versorgung aus Erneuerbaren Energien und könnte den Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduzieren.

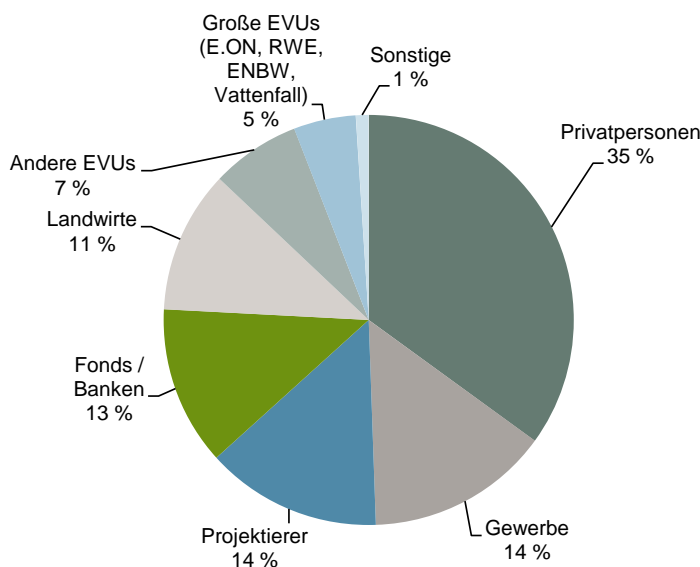
Innovationen

Auch innovative Technologien bieten neue Geschäftschancen. Intelligente Netztechnologien und Stromspeicherung zur optimalen Nutzung der EE-Stromerzeugung sind wichtige Themen. Das Power-to-Gas-Verfahren könnte hier ein Beispiel sein, bei dem Strom aus EE in Wasserstoff und ggf. weiter in Methan umgewandelt wird, um die Energie in Zeiten hoher EE-Einspeisung im Gasnetz zu speichern. Die Technologie könnte jedoch erst ab einem hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung wirtschaftlich werden.¹³

Fazit

Die großen deutschen EVUs entwickeln ihr Geschäftsmodell weiter. Hier bietet die Energiewende selbst auch Chancen. Innovativere, komplexere Geschäftsmodelle im Bereich der Energieversorgung und mehr Dienstleistungen sind gefragt. In diesen Teilmärkten wird der Wettbewerb weiter steigen. Die EVUs haben hier von Anfang an Größen- und Diversifikationsvorteile, müssen aber auch höhere Risiken als in der alten Energie-Welt managen. Der Erhalt der Skaleneffekte mit dezentralen Anlagen ist die große Herausforderung. Die von den EVUs in diesem Zusammenhang ange-dachten Lösungen erscheinen Erfolg versprechend. ■

Grafik 4: Eigentümer von EE-Anlagen in 2012



Quelle: Agora Energiewende

¹ Vgl. EWI/GWS/Prognos (2011): *Energieszenarien 2011*, Studie für das BMWi.

² Vgl. Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste. Die gesamten in das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen (auch in Luxemburg, Schweiz und Österreich) werden erfasst.

³ Vgl. Dütsch, G. (2014): *Kampf gegen Windmühlen? – Wie Energieversorger sich behaupten können*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63, Heft 8.

⁴ Eigene Berechnungen.

⁵ Eigene Berechnungen. Vgl. Jahresabschlussberichte RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall.

⁶ Eigene Berechnungen. Vgl. Jahresabschlussberichte RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall.

⁷ Vgl. von Eichborn et al (2013): *Implikationen der Energiewende für Geschäftsmodelle und die Finanzierung von Energieversorgern*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63, Heft 8.

⁸ Vgl. Handelsblatt (2014): *Das Comeback der Meerwindparks*, 25.08.2014.

⁹ Vgl. Handelsblatt (2014): *RWE will „Nordsee One*, 26.08.2014.

¹⁰ Eigene Berechnung. Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und BMWi (2014): *Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*.

¹¹ Vgl. Dütsch, G. (2014): *Kampf gegen Windmühlen? – Wie Energieversorger sich behaupten können*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63, Heft 8.

¹² Eigene Berechnungen. Vgl. Jahresabschlussberichte RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall.

¹³ Vgl. Dieckhöner, C. (2014): *Energiemarkt der Zukunft: Power-to-Gas*, KfW Research, Volkswirtschaft Kompakt Nr. 49.